coelce

CP-011/2013

Critério de Projeto

DIRETORIA TÉCNICA
PLANEJAMENTO E ENGENHARIA DA REDE

CP-011/2013

CRITÉRIO DE PROJETO
CP-011/2013 R-01

SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA E SEMI-ABRIGADA DE 72,5-15 KV

FOLHA DE CONTROLE

TIPO: CRITÉRIO DE PROJETO | **CÓDIGO: CP-011/2013 R-01**

TÍTULO: SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA E SEMI-ABRIGADA DE 72,5-15 kV

OBJETIVO: Definir os critérios e estabelecer as etapas e requisitos mínimos necessários para elaboração de projetos de subestações, classe de tensão 72,5-15 kV, visando nortear os projetistas de subestações, na busca das melhores soluções, otimizar os investimentos e garantir o fornecimento de energia com confiabilidade, segurança e qualidade no sistema elétrico de potência da Coelce.

Documentos Substituídos:
CP-011 R-00

DATA DA VIGÊNCIA: 05/08/2013

LOCALIZAÇÃO ELETRÔNICA:
INTRANET: Para Trabalhar / Políticas / Normas e Procedimentos / Coelce / Normas Técnicas / Critérios de Projetos
INTERNET: www.coelce.com.br / Sobre a Coelce / Normas Técnicas / Critérios de Projetos

ELABORAÇÃO DATA: 17/07/2013

Raquel Santos Gondim Alves
NORMAS DE DISTRIBUIÇÃO

RECOMENDAÇÃO DATA: 22/07/2013

Keyla Sampaio Câmara
NORMAS DE DISTRIBUIÇÃO

DE ACORDO DATA: 30/07/2013

Roberto Gentil Porto Filho
PLANEJAMENTO E ENGENHARIA DA REDE

DE ACORDO DATA: 31/07/2013

José Távora Batista
DIRETORIA TÉCNICA

DIVULGAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO:
ÁREA DE NORMAS DE DISTRIBUIÇÃO

REVISÕES E ATUALIZAÇÕES

N⁰	DATA	OBJETO DA REVISÃO	REVISOR
00	13/06/2003	Estabelecer os requisitos mínimos necessários para elaboração de projetos para Subestação.	Keyla Sampaio Câmara Raimundo Furtado Sampaio
01	17/07/2013	Alterações: itens 1, 2, 4 a 18 e diagramas unifilares de proteção e medição. Exclusões: item 2 e anexos I, II, III, IV. Inclusões: itens 3, 13.2.4 e desenhos 011.01 a 011.07. Renumeração dos itens.	Raquel Santos Gondim Alves

CONSULTAS E SUGESTÕES:
ÁREA DE NORMAS DE DISTRIBUIÇÃO
Fone/Fax: (085) 3453-4166 / (085) 3453-4143
E-mail: normastecnicas@coelce.com.br / Outlook: Normas Técnicas

APRESENTAÇÃO

Este Critério de Projeto CP-011 Subestação de Distribuição Aérea e Semi-Abrigada de 72,5-15 kV, apresenta as peculiaridades de projeto para orientar os projetistas da Coelce e das empresas parceiras.

Na concepção e elaboração do Projeto de Subestação, deve ser levado em consideração a necessidade de se oferecer aos consumidores da Coelce uma boa qualidade de energia e serviço, dentro das exigências dos órgãos reguladores.

Deve ser dada especial atenção a segurança, ao aspecto visual e ao meio ambiente de modo a minimizar o impacto com os locais onde for instalada.

Esta Norma pode, em qualquer tempo, ser modificada por razões de ordem técnica ou legal, motivo pelo qual os interessados devem periodicamente, consultar a Coelce quanto às eventuais alterações.

Este Critério de Projeto CP-011 R-01, substitui o CP-011 R-00.

Elaboração:

Keyla Sampaio Câmara — Área de Normas de Distribuição

Raimundo Furtado Sampaio

Revisão:

Raquel Santos Gondim Alves — Área de Normas de Distribuição

Equipe de Consenso:

Eudes Barbosa de Medeiros	Área de Estudos e Análises da Operação
Felipe Leite Cardoso dos Santos	Área de Normas de Distribuição
Gilson Alves Teixeira	Área de Engenharia da Rede AT
José Giordane Silveira	Área de Gestão de Sistemas Técnicos, Telecontrole e Automação
José Mario Bernardo Silva	Área de Engenharia da Rede AT
Keyla Sampaio Câmara	Área de Normas de Distribuição
Luiz Chaves Neto	Área de Engenharia da Rede AT
Marcos Oriano Barbosa de Medeiros	Área de Estudos e Análises da Operação
Marcos Superbus Medeiros	Área de Estudos e Análises da Operação
Roberto Freire Castro Alves	Área de Engenharia da Rede AT
Silvia Helena Pereira da Costa	Área de Engenharia da Rede AT

Apoio:

Jorge Luis Cruz dos Santos — Área de Normas de Distribuição

Sandra Lucia de Alenquer da Silva — Área de Normas de Distribuição

SUMÁRIO

1 OBJETIVO

Definir os critérios e estabelecer as etapas e requisitos mínimos necessários para elaboração de projetos de subestações, classe de tensão 72,5-15 kV, visando nortear os projetistas de subestações, na busca das melhores soluções, otimizar os investimentos e garantir o fornecimento de energia com confiabilidade, segurança e qualidade no sistema elétrico de potência da Coelce.

2 REFERÊNCIAS NORMATIVAS

2.1 Normas Regulamentadoras

NR 10*, Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade, do Ministério do Trabalho e Emprego.*

2.2 Normas Brasileiras

NBR 5410, *Instalações Elétricas de Baixa Tensão;*

NBR 5626, *Instalação predial de água fria;*

NBR 5648, *Tubos e conexões de PVC-U com junta soldável para sistemas prediais de água fria - Requisitos;*

NBR 7117, *Medição da resistividade e determinação da estratificação do solo;*

NBR 7372, *Execução de tubulações de pressão de PVC rígido com junta soldada, rosqueada ou com anéis de borracha;*

NBR 8160, *Sistemas prediais de esgoto sanitário - Projeto e execução;.*

NBR 8222, *Execução de sistemas de prevenção contra explosão e incêndio, por impedimento de sobrepressões decorrentes de arcos elétricos internos em transformadores e reatores de potência;*

NBR 8926, *Guia de aplicação de réles para a proteção de transformadores - Procedimento;*

NBR 9029, *Emprego de relés para proteção de barramento em sistema de potência - Procedimento*

NBR 9511, *Cabos elétricos - Raios mínimos de curvatura para instalação e diâmetros mínimos de núcleos de carretéis para acondicionamento*;

NBR 13231, *Proteção contra incêndio em subestações elétricas de geração, transmissão e distribuição;*

NBR 15749, *Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento;*

NBR 15751, *Sistemas de aterramento de subestações - Requisitos.*

2.3 Documentos Técnicos da Coelce

CE-002, *Serviços de Topografia;*

DT-042*, Utilização de Materiais em Linhas e Redes de Distribuição Aéreas de AT, MT e BT;*

DT-203, *Elaboração de Desenhos e Documentos para Projetos de Subestação de 72,5-15 kV;*

ET-155, *Pára-Raios de Óxido de Zinco;*

ET-191, *Bateria de Acumulador Chumbo-Ácido Estacionário;*

ET-198, *Retificador Carregador;*

ET-206, *Cabo de Cobre Blindado;*

ET-300, *Poste de Concreto Armado;*

ET-314, *Cruzeta de Concreto Armado para Rede de Distribuição e Linha de Transmissão*;

PE-044 à PE-048, *Linha Aérea de Alta Tensão - LAAT Classe de Tensão 72,5 kV*;

PE-049, *Padrão de Circuito Duplo para Linha de Distribuição de AT;*

PEX-021, *Serviços de Comissionamento e Manutenção nos Sistemas de Automação das Subestações e das Redes de Distribuição;*

PEX-022, *Pré-operacional e Comissionamento de Projetos e Obras em Subestações;*

PEX-052, *Construções, Reformas ou Ampliações de Subestações Abaixadoras e Secionadoras de 72,5/15 kV;*

PM-01, *Padrão de Material;*

POP-026, *Reenergização de Transformadores de Força;*

PS-051, *Subestação de distribuição aérea e semi-abrigada 72,5-15 kV- Pequeno e Grande Porte;*

PS-052, *Detalhes de instalação e montagem de equipamentos e materiais 72,5-15 kV;*

PTO-004, *Licenciamento Ambiental.*

2.4 Especificações Técnicas Corporativas

E-SE-001, *Transformador de Poder;*

E-SE-002, *Interruptores de Alta Tensión;*

E-SE-003, *Interruptores de Média Tensión;*

E-SE-004, *Secionadores de Alta Tensión;*

E-SE-005, *Transformador de Instrumentación de Alta Tensión;*

E-SE-006, *Secionadores de Média Tensión;*

E-SE-007, *Transformador de Instrumentación de Média Tensión;*

E-SE-008, *Celda de Média Tensión;*

E-SE-009, *Banco de Condensadores;*

E-PCM-01, *Proteción para Sobrecorrente Multifunción;*

E-PCM-02, *Proteccion para Bancos de Condensadores de M.T.;*

E-PCM-03, *Protección Diferencial para Transformadores de Potencia;*

E-PCM-05, *Proteccion de Distancia;*

E-PCM-08, *Sistema Digital para Automatizacion de Subestaciones;*

E-MT-001, *Desconectadores Fusibles Monofásicos*;

E-MT-004, *Reconectadores de Distribucion Aéreos;*

E-MT-012, *Cables Unipolares Aislados de Media Tensión para Salida de Subestaciones y Redes Troncales de Distribución;*

GST001, *MV-LV Transformers.*

3 CAMPO DE APLICAÇÃO

Os critérios definidos neste documento devem ser de aplicação obrigatória, pelos projetistas da Coelce e parceiros, em todos os projetos de Subestações de 72,5-15 kV (novos, extensões, reformas e melhorias) localizadas nas áreas de concessão da Coelce, respeitando-se o que prescreve as normas da ABNT e a legislação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Nas subestações existentes que requeiram trabalhos de ampliação e/ou reforma deve ser aplicado na medida em que as condições particulares o permitam.

4 TERMINOLOGIA

4.1 Alimentador

Linha elétrica destinada a transportar energia elétrica em média tensão.

4.2 Alta Tensão de Distribuição (AT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.

4.3 Ampliação

Implantação de novos elementos funcionais, como linhas ou subestações.

4.4 Área de Corrosão Desprezível ou Moderada

É o tipo de corrosão que se verifica aproximadamente entre 15 e 25 anos, comprometendo sem riscos o desempenho dos equipamentos e materiais. São ambientes localizados a partir de 20km de distância da orla marítima.

4.5 Área de Corrosão Mediana

É o tipo de corrosão que se verifica aproximadamente entre 10 e 15 anos, com comprometimento moderado de riscos do desempenho dos equipamentos e materiais. São ambientes localizados a distâncias maiores que 5km e menores que 20km da orla marítima, podendo existir alguns anteparos naturais ou artificiais, não estando diretamente expostos a ação corrosiva.

4.6 Área de Corrosão Severa

É o tipo de corrosão que se verifica aproximadamente entre 5 e 10 anos, comprometendo com riscos o desempenho dos equipamentos e materiais. São ambientes localizados a distâncias maiores que 2km e menores que 5km da orla marítima, podendo existir alguns anteparos naturais ou artificiais, não estando diretamente expostos a ação corrosiva.

4.7 Área de Corrosão Muito Severa

É o tipo de corrosão que se verifica no período de até 5 anos, comprometendo severamente o desempenho dos equipamentos e materiais. São ambientes expostos diretamente a ação corrosiva, sem nenhum anteparo natural ou artificial, ficando no máximo até 2km da praia, de portuários salinos e embocaduras de rios.

4.8 *By-pass*

Passagem secundária, em contorno a equipamentos, possibilitando a retirada de operação do mesmo sem interrupção de energia.

4.9 Comissionamento

Ato de submeter equipamentos, instalações e sistemas a testes e ensaios especificados, antes de sua entrada em operação.

4.10 Contingência

Perda de equipamentos ou instalações que provoca ou não violação dos limites operativos ou corte de carga.

4.11 Engastamento

Profundidade que o poste deve ser enterrado.

4.12 Equipamento de Proteção

Qualquer um dos componentes necessários ao desempenho da função completa de um sistema de proteção.

4.13 Média Tensão de Distribuição (MT)

Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

4.14 Melhoria, Melhoramento

Instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço de distribuição ou de transmissão de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações.

4.15 Relé

Dispositivo cuja função principal é a de promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema, quando esse sofre um curto-circuito, ou quando ele começa a operar de modo anormal que possa causar danos ou, de outro modo, interferir com a correta operação do resto do sistema.

4.16 Reforço

Obras em instalações elétricas existentes que não possuem influência sistêmica. Em geral, o efeito do reforço é pontual.

4.17 *Reset*

Retorno do relé para ao seu estado inicial.

4.18 Sinal de *Trip*

Sinal elétrico enviado por um relé de proteção para abertura de um dispositivo de disjunção.

4.19 Sistema de Proteção

Sistema ao qual estão associados todos os equipamentos necessários para detectar, localizar, iniciar e completar a eliminação de uma falta ou de uma condição anormal de operação de um sistema elétrico.

4.20 Sondagem

Ensaios e pesquisas necessários à caracterização do subsolo onde será implantada a subestação.

4.21 Subestação de Distribuição (SED)

Subestação que conecta o Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT ao Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT, contendo transformadores de força.

4.22 Transformador de Corrente (TC)

Transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico, e reproduz, no seu circuito secundário, uma corrente proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida em uma posição definida, conhecida e adequada para uso com instrumentos de medição, controle ou proteção.

4.23 Transformador de Potencial (TP)

Transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em derivação com o circuito elétrico, e reproduz, no seu circuito secundário, uma tensão proporcional a do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida em uma posição definida, conhecida e adequada para uso com instrumentos de medição, controle ou proteção.

4.24 *Turn Key*

Tipo de operação empregada em processos licitatórios no qual a empresa contratada fica obrigada a entregar a obra em pleno funcionamento.

4.25 Vão (*bay*)

Parte de uma subestação correspondente a uma entrada ou saída de linha (vão de entrada de linha “EL” ou saída de linha “SL”), ou a um transformador (vão de transformador “TR”), ou a um alimentador (vão de alimentador “AL”) ou a outro equipamento determinado. Corresponde ao termo inglês *bay*.

5 DISPOSIÇÕES GERAIS

5.1 Considerações Gerais

As Subestações de Distribuição Aérea ou Semi-abrigada de 72,5-15 kV devem ser instaladas em área de propriedade da Coelce.

Os projetos das subestações devem ser realizados aplicando em forma integrada critérios gerais relacionados à funcionalidade das instalações, qualidade do equipamento, preservação do meio ambiente, condições de trabalho, confiabilidade e custos.

5.2 Funcionalidade das Instalações

Quanto a funcionalidade das instalações deve ser verificado:

- escolha de diagramas unifilares capazes de evoluir, com etapa inicial de construção mínima;
- disposições físicas que permitam a utilização de equipamentos localizados de maneira que se facilite sua manutenção, reforma e ampliações futuras, com o mínimo de interrupções de serviço;
- devem ser buscadas configurações que permitam valorizar a manutenção e ampliação aplicando técnicas de trabalho em tensão (linha viva);
- operação da subestação (SED) em forma telecontrolada;
- capacidade de reserva na SED para no caso de falha de um transformador, termos um transformador de reserva, ou SED móvel, ou reserva desde a rede de distribuição, ou sistema misto;
- preferência por equipamentos que permitam uma manutenção baseada no estado dos mesmos, para o qual devem possuir sensores que monitorem e identifiquem defeitos ocultos;
- comunicação do estado dos equipamentos à Área de Manutenção;
- eliminação de elementos e serviços prescindíveis.

5.3 Qualidade do Equipamento

Quanto a qualidade dos equipamentos deve ser verificado:

- escolha de equipamentos que garantam elevada confiabilidade. A qualidade dos equipamentos deve assegurar as condições, critérios e exigências indicadas nas Especificações Técnicas, os quais se baseiam nas provas exigidas nas normas aplicáveis;

- escolha de equipamentos que necessitem de baixa ou nenhuma manutenção;
- escolha de equipamentos que preferencialmente se auto diagnostiquem e comuniquem seu estado;
- preferência por equipamentos com características padrões, quer dizer, que correspondam a das linhas normais de fabricação;
- incorporação de equipamentos com nova tecnologia somente quando se tenham suficiente antecedente de bom desempenho, e estejam homologados pela Coelce.

5.4 Preservação do Meio Ambiente

Quanto a preservação do meio ambiente, deve ser observado:

- aplicação de medidas para atenuar os efeitos negativos quanto a impacto visual, ruído e eliminação de resíduos;
- para a obtenção de licença ambiental e certificado do Corpo de Bombeiros, deve ser verificado o Procedimento Técnico Operacional PTO-004.

5.5 Condições de Trabalho

Quanto as condições de trabalho deve ser verificado:

- segurança e facilidade para o pessoal nas manobras locais de equipamentos e nos serviços de manutenção;
- ausência de obstáculos em zonas de trânsito para a circulação livre de pessoas e veículos;
- eliminação de superfícies escorregadias;
- sinalização adequada de todos os riscos (elétricos, mecânicos, etc.).

5.6 Confiabilidade e Custos

Quanto a confiabilidade e custos deve ser verificado:

- escolha de diagramas unifilares baseados na obtenção dos melhores índices de confiabilidade / ampliação;
- escolha de equipamentos e materiais que permitam otimizar custos, em toda vida útil e prazos de construção;
- tamanho e desenvolvimento das subestações em concordância com as características da demanda;
- adaptação das subestações a restrições externas tais como: regulamentações da autoridade reguladora, disponibilidade de espaço e possíveis penalizações.

6 CONDIÇÕES GERAIS

6.1 Condições de Serviço

Os equipamentos, dispositivos e materiais contemplados neste critério devem ser apropriados para clima tropical, atmosfera salina expostos a ação direta dos raios solares e de fortes chuvas, devendo resistir as condições da Tabela 1.

Tabela 1: Condições Ambientais

Condições Ambientais	
Altitude máxima (m)	1000
Temperatura mínima (°C)	+15
Temperatura máxima média (°C)	+25
Temperatura máxima (°C)	+40
Umidade relativa média (%)	>80
Pressão máxima do vento (N/m²)	700
Nível de contaminação (ABNT IEC/TR 60815)	Muito alto (IV)
Nível de Salinidade (mg/cm² dia)	> 0,3502
Radiação solar máxima (Wb/m²)	1.000

6.2 Características Gerais do Sistema Elétrico

Na Tabela 2 são apresentadas as características principais do sistema elétrico da Coelce.

Tabela 2: Características Principais do Sistema Elétrico

Características do Sistema Elétrico	
Tipo do sistema	Estrela com neutro solidamente aterrado
Número de fases AT e MT	3
Freqüência (Hz)	60
Tensão Nominal do Sistema/Tensão máxima de operação (kV)	-
AT1	230/245
AT2	69/72,5
MT	13,8/15
Nível de curto-circuito simétrico (kA)	-
AT1	40
AT2	31,5
MT	16 / 25
Nível Isolamento Um/Uf/Ui V (NOTA1)	-
AT1	245/460/1050
AT2	72,5/140/325
MT	15/34/110
Conexão do Transformador AT/MT	Dyn1
Tensão auxiliar CA (Vca)	380/220
Tensão auxiliar CC (Vcc)	125 (+10%-20%)

NOTA 1: Nos dados referente a Nível de isolamento, deve-se adotar a legenda a seguir:

- Um: Tensão máxima do equipamento (kVef);
- Uf: Tensão Suportavel de frequência industrial (kVef);
- Ui: Tensão Suportavel de impulso atmosférico (kVcrista).

NOTA 2: O nível de 230 kV corresponde a pontos de interligação com a empresa geradora Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF).

7 PLANEJAMENTO E PROJETO DE SUBESTAÇÃO

7.1 Planejamento

O planejamento da subestação deve ser efetuado pela área de planejamento e consiste na determinação do tipo de projeto a ser desenvolvido. Este planejamento deve permitir um desenvolvimento progressivo da demanda dentro da expectativa de crescimento da localidade a ser atendida.

Para a realização dos estudos, a Área de Planejamento deve dispor das seguintes informações:

a) levantamento da carga: deve ser feito em função da carga a ser atendida na região;

b) estudo e definição da potência da subestação em função da carga demandada: o estudo deve ser efetuado baseado nos dados obtidos na alínea “a”;

c) planos diretores governamentais e dos órgãos de meio ambiente para a região: subsídios fornecidos pelos órgãos públicos para o adequado planejamento do sistema elétrico;

d) previsão da taxa de crescimento da carga: fornecida ao planejamento pela área de mercado;

e) aquisição das plantas: subsídios fornecidos pelos regionais.

7.2 Tipos de Projetos

7.2.1 Projeto de Ampliação

Obras decorrentes de projetos que dão origem a novas subestações para atendimento a novas cargas elétricas.

7.2.2 Projeto de Extensão

Obras decorrentes de projetos com a finalidade de atender novas cargas elétricas, que dão origem a acréscimo nas dimensões físicas das instalações como novas entradas e saídas de linha de 72,5 kV (EL/SL) e saídas de alimentadores 15 kV (AL).

7.2.3 Projeto de Reforço

São obras que atuam sobre as instalações existentes com a finalidade exclusiva de aumento da capacidade instalada decorrente da adição de mais um transformador ou substituição do(s) existente(s) por outro(s) de maior capacidade.

7.2.4 Projeto de Melhoria

Obras que envolvem a instalação ou substituição de equipamentos destinados à melhoria das condições operacionais das instalações cujos efeitos refletem diretamente nos atributos da qualidade do fornecimento (níveis de tensão, DEC, FEC, etc.), como instalação de bancos de capacitores, disjuntores e reguladores de tensão.

7.3 Projetos de Subestação da Coelce

7.3.1 Subestação de Pequeno Porte

Caracterizada por arranjos de 72,5-15 kV, em zona de médios valores de demanda atendendo as potências 5/6,25/7,5 MVA, 2X5/6,25/7,5 MVA e 10/12,5/15 MVA, conforme Padrão de Subestação PS-051 e Desenho 011.01.

NOTA: A subestação de pequeno porte pode evoluir para uma subestação de grande porte.

7.3.2 Subestação de Grande Porte

Caracterizada por arranjos de 72,5-15 kV, em zona de altos valores de demanda atendendo as potências 2x10/12,5/15MVA, 20/26,6/33,2MVA, 2x20/26,6/33,2MVA e 3x20/26,6/33,2MVA, conforme Padrão de Subestação PS-051 e Desenho 011.02.

NOTA: Subestações com três transformadores de potência devem ser projetados com o pátio de MT abrigado em Cubículo de MT, conforme unifilar do Desenho 011.03.

7.3.3 Considerações Gerais

As subestações de Pequeno Porte são, preferencialmente, construídas em área de 80m x 80m e as subestações de Grande Porte em área de 100m x 100m. Os terrenos devem ser adquiridos pela Coelce para instalação de equipamentos de manobra e proteção, sendo estes da sua responsabilidade financeira, técnica, de operação e manutenção.

As subestações existentes, independente da área que foram construídas, quando forem submetidas à reforma, os projetos devem ser adequados na medida do possível ao Padrão de Subestação PS-051, utilizando, preferencialmente, os materiais padronizados.

7.4 Dados Preliminares para Projeto

7.4.1 Escolha do Terreno

Após aprovação do estudo do planejamento deve ser feita a escolha do local adequado para a construção da SED. Deve ser verificado posição do local em relação ao centro de carga, as condições climáticas, vias de acesso e a infra-estrutura disponível (abastecimento de água, esgoto, etc).

7.4.2 Levantamento Topográfico

A topografia tem por finalidade determinar o contorno, dimensão e posição relativa do terreno da SED.

O Levantamento Planimétrico deve representar em um plano horizontal, os limites da superfície do terreno, ângulos, confinantes, bem como todas as particularidades notáveis, naturais e artificiais do terreno, como canais, via de acesso, cercas, obras de arte, etc.

O Levantamento Altimétrico deve representar as medidas da diferença de nível entre diversos pontos. Deve ser executado de 10m em 10m e ultrapassar os limites do terreno em 20m, em todas as direções e indicar as cotas no eixo da via de acesso e faixa de servidão.

O nível de referência e os cantos do terreno devem ser indicados, em campo, com marcos de concreto, com identificação em baixo relevo.

A caderneta de campo deve ser parte integrante do projeto.

Demais informações estão contidas no Critério de Execução CE-002.

7.4.3 Estudo da Resistividade do Solo

Deve ser feito um estudo do solo para o dimensionamento do sistema de aterramento.

7.4.4 Estudo da Alimentação de AT e MT

Estudo das melhores condições físicas de entradas e saídas de linhas e alimentadores em função dos terrenos circunvizinhos e arruamentos.

7.4.5 Sondagem

Após análise visual do terreno deve ser feita a seleção dos ensaios e investigações a serem executadas, com base nas Normas da ABNT referentes ao assunto, com a finalidade de garantir a resistência e estabilidade da obra.

O projeto deve conter o número de sondagens e sua localização em planta, profundidade a ser explorada, descrição do tipo de sondagem utilizado.

Quando da locação dos furos deve ser dada especial atenção às áreas de maiores cargas, como local dos transformadores de força, fundações das edificações, etc.

7.5 Projeto Civil, Eletromecânico e Elétrico

Os desenhos que compõem o projeto eletromecânico, civil e elétrico devem ser elaborados conforme os critérios apresentados na Decisão Técnica DT-203.

A apresentação do projeto deve ser conforme item 17 deste Critério.

Devem ser apresentadas no projeto elétrico, sistema digital de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão - MPCCS, todas as proteções com detalhamento nos diagramas unifilares, trifilares, funcionais, placa diagramática, desenhos dos painéis, desenho do retificador, memorial descritivo, manual de ligação, listas de materiais, lista de condutores, lista de fiação e lista de desenhos. Nos desenhos devem conter todos os detalhes de instalação, de modo a não deixar dúvidas, falta de informações ou identificações dos materiais e componentes requeridos.

8 PROJETO CIVIL

8.1 Instalações Provisórias

O projeto deve contemplar a instalação de edificações para escritórios, almoxarifados e toda a infra-estrutura necessária a perfeita execução da obra.

O projeto deve conter: a locação da casa de apoio (barracão); instalações provisórias de água, esgoto, energia elétrica; de vias de acesso e circulação interna; drenagem provisória adequada para área.

O barracão deve ser dimensionado para abrigar o escritório da fiscalização, sanitário exclusivo da fiscalização, escritório e sanitário da administração da obra. O projeto do barracão deve ser construído conforme desenho fornecido pela área responsável pelos projetos de SED.

O projeto deve conter, ainda, a relação dos móveis e equipamentos de escritório, que devem ser colocados, no escritório, durante a execução da obra, a fim de permitir a completa realização das atividades.

Além das instalações hidrossanitárias do barracão, deve ser construído um conjunto de instalações para um grupo de 20 (vinte) trabalhadores, cada conjunto de instalações será constituído de lavatório, vaso sanitário, mictório e chuveiro.

O projeto de instalação elétrica deve ser dimensionado de forma a atender todo o canteiro de obras e ter previsão de iluminação para realização de trabalhos noturnos, quando necessário.

8.2 Movimento de Terra

8.2.1 Limpeza e Raspagem do Terreno

O projeto deve indicar a área de limpeza e raspagem de no mínimo 20cm de espessura do terreno para eliminação da camada vegetal. Deve ser realizado o bota-fora do material oriundo da raspagem em local adequado, conforme orientação dos órgãos públicos.

8.2.2 Terraplanagem

O projeto deve conter, dentre outras informações: planta baixa, cortes, projetos de estruturas de arrimo, indicação de volumes geométricos de corte e aterro, etc..

Deve ser apresentado um plano de trabalho, os equipamentos e a quantificação necessária à execução dos serviços.

No caso de aterro, o projeto deve indicar: a espessura e o número das camadas; o método de compactação e a caracterização do material a ser empregado. Na caracterização deve conter no mínimo as seguintes informações: granulometria, limite de liquidez, limite de plasticidade, grau de compactação determinado, Índice de Suporte Califórnia (CBR), densidade, umidade ótima e locação da jazida de empréstimo.

A superfície final do aterro deve ser dimensionada de modo a resistir à passagem de veículos para manutenção dos equipamentos dentro dos pátios, nas vias de circulação. No trecho que dá acesso aos transformadores deve resistir à carga de movimentação dos mesmos.

Deve ser indicado o local de despejo do material de "bota-fora".

A(s) cota(s) do(s) platô(s) deve(m) ser definida(s) de modo a garantir simultaneamente:

– escoamento de águas pluviais, para tanto, é necessário ser investigado, o nível máximo das enchentes ocorridas no local;
– drenagem das bases dos transformadores de força e demais elementos contidos no pátio da SED;
– estabilidade dos taludes;
– viabilizar a implantação do arranjo físico da subestação.

Com a evolução da obra poderá haver necessidade de outros ensaios complementares para melhor caracterização das propriedades do solo. Neste caso, os ensaios devem ser executados em tempo hábil, de modo a não comprometer o cronograma físico da obra.

8.2.3 Escavação e Reaterro

O projeto deve indicar as dimensões das cavas e valas de modo a permitir uma execução segura das escavações. Este deve indicar também se as escavações devem ser manual ou mecânica e qual o tipo de material a ser utilizado nos reaterros.

Caso haja necessidade, deve ser apresentado o projeto de escoramento das cavas.

Vale ressaltar que se, durante a execução da obra, ocorrer surgimento de água que provoque interrupção nos serviços de escavação, deve ser apresentado um projeto complementar com dimensionamento do tipo de esgotamento a ser utilizado.

8.3 Drenagem e Pavimentação

8.3.1 Considerações Gerais

Deve ser projetado um sistema de drenagem, abrangendo toda a área do terreno da subestação, de modo a proporcionar um perfeito escoamento das águas pluviais, bem como do lençol freático evitando modificações na capacidade de suporte do solo.

O projeto de drenagem deve atender as características do local onde será implantada a subestação, observando também os índices pluviométricos da região e os terrenos circunvizinhos, evitando o escoamento de água para os mesmos.

Sempre que possível a drenagem deve ser superficial.

Para a execução do projeto deve ser verificado junto aos órgãos públicos, onde necessário, o destino das águas captadas, apresentando soluções, de acordo com as exigências dos mesmos.

Os tubos de drenagem adotados no projeto devem ser de acordo com as normas brasileiras. Estes devem ter diâmetro compatível com a vazão máxima e declividade adotada, possuir resistência diametral capazes de suportar as cargas geradas pelo reaterro compactado e trânsito de veículos na superfície. Os tubos para drenagem do óleo dos transformadores devem ser compatíveis com as condições de escoamento (temperatura, viscosidade, extensão da tubulação, velocidade mínima de escoamento, etc.).

As calhas e caixas de drenagem, quando utilizadas, devem ter projeto específico e detalhado.

No projeto das caixas e calhas deve ser indicado o tipo de material a ser utilizado, tipo e traço de argamassa, tipo e traço de concreto, tipo de impermeabilizante e juntas de dilatação.

8.3.2 Bacia de Contenção

Os transformadores devem ser instalados sobre bacia de contenção, que deve ser dimensionada para o volume do óleo do respectivo equipamento. O volume útil da bacia deve ser conforme NBR 13231.

Recomenda-se que o comprimento e largura da bacia de contenção de óleo seja igual ao comprimento e largura dos transformadores acrescido de 0,5m, conforme Desenho 011.04.

No ponto mais baixo da bacia deve ser instalada uma caixa de captação que permita a vazão para a tubulação de coleta da caixa separadora de óleo. Na parte superior da caixa de captação deve ser instalada uma grelha que impeça a entrada de pedra britada na tubulação.

8.3.3 Caixa Separadora de Óleo

A caixa separadora de óleo deve possibilitar a drenagem da água e do óleo, permitindo a retirada do óleo captado e apresentando capacidade mínima correspondente à vazão do óleo vertido do maior transformador da subestação conforme NBR 13231. A caixa separadora deve ser instalada em área específica, conforme NBR 13231.

8.3.4 Vias de Acesso

No projeto das vias de acesso deve ser dada atenção especial para a área de manobra da Subestação Móvel da Coelce, de modo que o trânsito e a operação da mesma não danifiquem os elementos do projeto de drenagem (caixas, calhas, tubos, etc.).

O projeto da pavimentação deve ser elaborado de modo que proporcione um tratamento superficial das pistas de rolamento, evitando erosão ou abatimento quando submetido a carga, viabilizando a circulação de veículos de transporte, carga, descarga e manutenção de equipamentos.

Antes da elaboração do projeto devem ser consultados os órgãos municipais, estaduais ou federais gestores das vias de acesso ao terreno da subestação com a finalidade de verificar as exigências nas faixas de domínio dos mesmos. Após a elaboração, o projeto deve ser aprovado pelos referidos órgãos.

No projeto do acesso à subestação, deve ser indicado o tipo de pavimento e os demais materiais e equipamentos a serem empregados; espessura da sub-base e da base; tipo de rejuntamento; tipo de contenção lateral e nos bordos da pista a pavimentar.

8.4 Edificação

8.4.1 Arquitetura

Os projetos das casas de comando a serem utilizadas nas subestações de Pequeno e de Grande Porte devem ser elaborados com base nos desenhos padrões do PS-051.

Quando houver restrição de área para a construção do setor de 15 kV aéreo, este deve ser abrigado em Cubículos de Média Tensão tipo *Swichtgear*. A edificação deve ser projetada de modo a abrigar o Cubículo de Média Tensão e o Sistema Digital. Esta edificação deve ter uma sala de comando, uma sala para o Cubículo de Média Tensão, com comunicação entre si e separados por porta corta-fogo, um banheiro, uma copa e um depósito.

A canaleta da sala de comando e da sala do Cubículo de Média Tensão devem ser interligadas através de canaletas e/ou de eletroduto. Na execução do projeto das canaletas dos Cubículos de Média Tensão, devem ser observadas as características dos cabos de força, como a curvatura para assim definir as suas dimensões. O raio de curvatura para os cabos de potência de 8,7/15kV deve ser de, no mínimo, 12 vezes o diâmetro externo nominal do cabo, conforme a NBR 9511.

O projeto deve definir o tipo de alvenaria, vedação e/ou elemento estrutural, espessura das paredes, tipo de tijolo e argamassa de assentamento. Se estrutural deve ser projetada para absorver os esforços permanentes e acidentais.

Devem ser detalhados os procedimentos utilizados na união das paredes com os elementos de concreto, de modo a garantir o perfeito travamento entre a alvenaria e as estruturas.

Não devem ser projetados panos inteiros, de alvenaria, com dimensões superiores a 4 metros de comprimento e 3 metros de altura.

Onde o projeto contemplar elementos vazados, de concreto, para a ventilação dos ambientes, o mesmo deve detalhar o tipo de elemento vazado, tamanho dos painéis, argamassa de assentamento, juntas de dilatação, tipo de rejuntamento.

No caso da utilização de elementos vazados em panos com mais de 6m de altura e 14m² de área, deve ser detalhado o reforço com vergalhões de ferro.

Projetar cobertura da edificação utilizando telhas de fibro-cimento do tipo canalete 49, fixadas em estruturas de madeira. O projeto deve definir o tamanho da telha, o material do madeiramento, dimensões e espaçamentos empregados e os acessórios para permitir ventilação e evitar a entrada de insetos sob o telhado.

Sempre que possível, é recomendável a utilização de telhas inteiras.

As peças de madeira terminais devem possuir dimensões e acabamento que satisfaçam a solicitação mecânica e o efeito estético.

Na impossibilidade de utilização desta telha, deve ser apresentada outra alternativa a ser aprovada pela Coelce.

Projetar e dimensionar o local de instalação para o ar condicionado, com tamanho compatível com o aparelho a ser instalado.

Projetar um sistema de drenagem das caixas, embutido, com escoamento para o ponto de drenagem mais próximo.

O projeto de arquitetura deve definir, ainda:

– os tipos de revestimento e de pavimentação a serem aplicados, indicando traço e espessura das argamassas a serem empregadas, tipo de material a ser utilizado, espessura das juntas, material de rejuntamento, etc.;
– a espessura e traço do piso morto, levando em consideração o tipo de terreno e a sobrecarga prevista;
– o tipo de impermeabilização a ser utilizada;
– o tipo de acabamento entre o piso e as paredes;
– a declividade na direção dos ralos;
– o tipo de soleira a ser empregada, material, largura e espessura;
– tipo de pintura, como material, cor, quantidade de demãos a serem aplicadas, etc.;
– tipo e dimensão das esquadrias, seguindo a orientação da área responsável pela elaboração dos projetos de SED.

8.4.2 Instalações Elétricas

O projeto de instalações elétricas deve ser elaborado de acordo com a NBR 5410, estudos de luminotécnica, com as características da edificação e dos aparelhos a serem instalados.

O projeto deve ser desenvolvido utilizando as instalações do tipo embutida. Devem ser apresentados os detalhes da instalação e interligação com os demais ambientes.

Deve ser incluído na instalação da sala de comando iluminação de emergência, onde devem ser utilizados blocos autônomos ou luminárias com lâmpadas incandescentes de 127 Vcc.

Deve ser apresentado também no projeto:

- bitola, isolamento termoplástico, tensão de isolamento, cores dos condutores de alimentação e distribuição;
- bitola, tipo e marca dos eletrodutos e acessórios;
- tipo, forma, tamanho e marca das caixas de passagem e derivação;
- tipo e marca das luminárias e lâmpadas;
- tipo, marca, modelo e cor das tomadas, interruptores, tampas cegas, campainhas, etc.;
- tipo e marca dos disjuntores para proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos;
- tipo, tamanho e marca do quadro de distribuição;
- uma tomada de piso para telefone;
- uma tomada de piso para energia elétrica;
- uma caixa de passagem em alvenaria.

Para o sistema automático, deve ser instalada uma unidade de tempo programável, dentro da sala de comando. O acionamento manual deve ficar na parede externa à sala, próximo à porta de acesso.

Deve ser projetado um sistema de condicionamento de ar para a sala de comando. No dimensionamento deve ser considerada a temperatura máxima ambiente e a configuração final dos equipamentos na sala de comando. Este sistema deve ser composto de, no mínimo, duas unidades refrigeradoras.

8.4.3 Instalações Hidráulicas e Sanitárias

O projeto deve ser executado considerando a ligação das instalações da subestação com a rede pública de abastecimento de água e esgoto atendendo as exigências da concessionária local.

Na ausência da rede pública, deve ser projetado um sistema de abastecimento de água e esgoto, convenientemente dimensionado para atender as necessidades da subestação. Devem ser deixadas todas as facilidades para uma futura interligação à rede de abastecimento local.

O projeto deve definir tipo de tubulação, conexões, louças e metais sanitários, elementos de inspeção, tamanho dos reservatórios e acessórios.

Deve ser projetado um registro geral para cada ambiente atendido pelo projeto.

A instalação de esgoto deve ser dotada de todos os elementos de inspeção necessários.

O itinerário das tubulações subterrâneas deve ser definido de modo a evitar a aproximação com eletrodutos de cabos de controle.

8.4.4 Demais Instalações

Deve ser previsto no projeto das telecomunicações, a instalação de um poste de concreto de 1500daN / 23m. Na impossibilidade de utilização deste, projetar outro tipo de estrutura determinada pelo setor responsável, pelas telecomunicações da Coelce.

Prever no projeto instalação de linha telefônica na Sala de Comando, nos padrões exigidos pela concessionária local.

Devem ser previstos pontos para sensores de fumaça e de presença, um ponto, acima da coberta da casa de comando, para instalação do GPS. Estas instalações devem ser derivadas da canaleta em eletrodutos individuais.

Deve ser definido no projeto a distância entre a borda inferior das caixas, para tomadas, interruptores, sensores e ar condicionados em relação ao piso acabado.

O projeto de combate a incêndio do pátio e da casa de comando deve ser executada conforme padrão de subestação PS-051 e ser aprovada junto ao Corpo de Bombeiros.

8.5 Bases e Fundações para Postes

As bases e fundações para postes devem ser projetadas conforme Padrão de Subestação PS-051. Nos projetos das bases para equipamentos e fundações para postes devem ser consideradas as recomendações dos fabricantes dos equipamentos e as cargas a serem instaladas.

O nível superior das bases de equipamentos devem ficar 10cm acima do nível da brita.

Para o engastamento dos postes de concreto deve ser dimensionada uma camada de concreto de resistência característica à compressão do concreto - fck igual a 15 Mpa, com dimensões mínimas de 80cm x 80cm x 10cm no fundo da cava e, para dar acabamento à cava do poste, no nível da terraplenagem.

8.6 Caixas, Eletrodutos e Canaletas

Deve ser projetada uma rede de eletrodutos de controle, considerando a configuração do Arranjo Elétrico e dos padrões PS-051 e PS-052. No dimensionamento da rede de eletrodutos deve ser considerada a configuração final da subestação.

No acesso interno da subestação e nos trechos dos pátios onde haver circulação de veículos, os eletrodutos devem ter proteção mecânica compatível com as sobrecargas a que são submetidos.

O projeto deve definir as profundidades, em relação ao nível de terraplenagem, nas quais os eletrodutos devem ser enterrados.

Para a elaboração do projeto das caixas de passagem e canaletas do pátio devem ser seguidos os padrões apresentados no PS-051.

O nível superior das tampas, das caixas de passagem e canaletas, deve ficar 10cm acima do nível da brita.

Todas as caixas e canaletas devem ser drenadas e interligadas a rede de drenagem principal.

9 PROJETO ELETROMECÂNICO

9.1 Aterramento e Blindagem

9.1.1 Malha de Terra

9.1.1.1 Medição da Resistividade do Solo

A medição da resistividade do solo deve ser feita logo após a terraplanagem, utilizando o método de Wenner, conforme norma NBR 7117.

9.1.1.2 Cálculo da Malha de Terra

O cálculo da malha de terra deve ser realizado considerando a área definida para a instalação da malha de terra, os dados da resistividade do solo obtidos nas medições, o valor da corrente de curto-circuito previsto para um horizonte de 10 anos, disponibilizado pela área de planejamento da Coelce.

A partir dos dados acima, o projetista deve elaborar um memorial de cálculo definindo o condutor, a quantidade de hastes e a configuração final da malha de terra, tomando como referência os valores definidos nos itens 9.1.1.3 a 9.1.1.9.

9.1.1.3 Condutor da Malha de Terra

Tomando como base os históricos de cálculo de malha de terra das subestações da Coelce, foi padronizado neste critério o seguinte condutor:

- Cabo de cobre nu, 70 mm^2, têmpera meio-duro, 19 fios, conforme E-MT-003.

Vale salientar que um condutor de bitola superior deve ser utilizado, caso seja identificada essa necessidade nos cálculos de malha de terra.

9.1.1.4 Condutor de Aterramento das Estruturas e Equipamentos

O condutor utilizado para aterramento das estruturas, equipamentos, portões e demais partes metálicas, deve ser o cabo de aço cobreado, 7X7AWG, conforme desenho 805.02 do Padrão de Material da Coelce, PM-01.

Vale salientar que um condutor de bitola superior deve ser utilizado, caso seja identificada essa necessidade nos cálculos de malha de terra.

9.1.1.5 Hastes de Aterramento

No projeto da malha de terra e demais aterramento da subestação deve ser utilizada haste de aterramento de aço cobreado, 3000mm de comprimento, 17,30mm de diâmetro, camada de cobre 0,254 mm, conforme desenho 800.03 do PM-01.

As hastes de aterramento devem ser interligadas à malha de terra e distribuídas da seguinte forma:

- uma haste para o aterramento do neutro do transformador de potência;
- uma haste para aterramento do neutro do transformador de serviços auxiliares;
- uma haste para aterramento do neutro de reguladores de tensão, quando houver;
- uma haste para aterramento de cada conjunto de pára-raios;
- três a quatro hastes nos ângulos agudos formado nos cantos da malha;
- hastes em cada canto (quatro cantos) da casa de comando.

A configuração final das hastes depende das condições especificas de cada projeto.

Para evitar que haja grande concentração de potencial nos cantos da malha, deve ser dado um formato aproximadamente elíptico ou arredondado à malha. Devem-se eliminar os possíveis caminhos de transferência de potenciais perigosos da malha para as áreas circunvizinhas, tais como canos telefônicos, trilhos, etc..

9.1.1.6 Profundidade da Malha

O cabo da malha de terra deve ser enterrado a uma profundidade de 0,5m a partir do nível da terraplenagem.

9.1.1.7 Conexões

As conexões às hastes de aterramento, aos trilhos dos transformadores e à malha de terra devem ser feitas com solda exotérmica, enquanto as conexões nos equipamentos, estruturas e portões devem ser do tipo aparafusadas.

9.1.1.8 Caixa de Inspeção

Devem ser projetadas caixas de inspeção para medição da resistência do sistema de aterramento, localizadas entre a casa de comando e o pátio de 72,5 kV, nas proximidades dos transformadores de potência.

9.1.1.9 Resistência de Aterramento

O valor da resistência total da malha de aterramento da subestação não deve ultrapassar a 5 Ω. Caso a medição efetuada pela Coelce acuse valor superior ao supracitado, o responsável pela obra deve tomar medidas técnicas de caráter definitivo para reduzir a resistência a um valor igual ou inferior ao requerido.

A medição da resistência de aterramento deve ser feita durante o comissionamento conforme NBR 15749.

9.1.2 Aterramento de Cercas e Portões

9.1.2.1 Cerca que contorna a área da subestação

O aterramento deve ser feito através de hastes de aterramento a cada 20 metros e ser, preferencialmente, independente da malha de terra, conforme PS-052.

9.1.2.2 Cercas transversais às linhas de 72,5 kV e alimentadores de 15 kV

As cercas transversais sob as linhas de 72,5kV e alimentadores de 15kV devem ser seccionadas e aterradas conforme PS-052.

9.1.2.3 Portão da subestação

O portão deve ser aterrado nos dois lados, conforme PS-052.

9.2 Blindagem

A proteção contra descargas atmosféricas diretas deve ser projetada por meio de hastes montadas sobre as estruturas, distribuídas de tal forma que o raio de proteção contemple toda aérea do pátio, conforme Padrões PS-051 e PS-052. A haste deve ser conforme desenho 157.10 do PM-01.

9.3 Condutores Nus Flexíveis e Rígidos

9.3.1 Condutores de MT

9.3.1.1 Pequeno Porte

Nas subestações com potência até 15 MVA, os barramentos de média tensão (15 kV), principal e de transferência, devem ser projetados com um dos seguintes condutores:

– cobre com seção de 300mm², utilizado em área de corrosão severa ou muito severa conforme DT-042;

– alumínio CA termorresistente com seção de 556,5MCM, utilizado em área de corrosão mediana ou desprezível, conforme DT-042.

Os condutores que interligam os transformadores de potência aos barramentos, também devem ter as mesmas seções dos barramentos.

9.3.1.2 Grande Porte

Nas subestações com potência acima de 15 MVA os barramentos de média tensão (15 kV), principal e de transferência, devem ser projetados com dois condutores por fase conforme a seguir:

– cobre nu com seção de 2x300 mm², utilizado em área de corrosão severa ou muito severa, conforme DT-042;

– alumínio CA termorresistente com seção de 2x556,5MCM, utilizado em área de corrosão mediana ou desprezível ou moderada, conforme DT-042.

Os condutores que interligam os transformadores de potência aos barramentos também devem ter esta mesma seção.

As interligações entre os barramentos de média tensão e os demais vãos, tais como bancos de capacitores, alimentadores de distribuição, transformador de serviços auxiliares, transformadores de instrumento devem ser projetadas com cabo de mesma seção. Ver Padrão de Subestação PS-051.

9.3.1.3 Características dos Condutores

Na Tabela 3 são apresentadas as características dos condutores que devem ser aplicados no lado de média tensão das subestações da Coelce:

Tabela 3: Condutores de MT

Material	Secão	Formação	Massa (kg/km)	Ruptura Mínima (daN)	Corrente Nominal (A)	Código
Cobre	300 mm²	37 fios	2.720,00	9.448	780	6771674
Alumínio Termorresistente	556,5 MCM	19 fios	779,09	4.333	1.080	4644951

NOTA: Temperatura ambiente: TA = 40°C   Temperatura do condutor: TC = 75°C

9.3.2 Condutores de AT

9.3.2.1 Pequeno Porte

Nas subestações com potência até 15 MVA, o barramento de alta tensão deve ser projetado com tubos de alumínio de 1.1/4”.

As entradas e saídas de linhas, conexões dos transformadores e demais conexões de equipamentos destas subestações devem ser com os seguintes condutores:

– liga de alumínio 160mm², utilizado em todas as áreas de corrosão, conforme DT-042;

– liga de alumínio 315mm², utilizado em todas as áreas de corrosão, conforme DT-042.

9.3.2.2 Grande Porte

Nas subestações com potência acima de 15MVA, os barramentos, principal e de transferência, de alta tensão devem ser projetados com tubos de alumínio de 2”.

As entradas e saídas de linhas, conexões dos transformadores e demais conexões de equipamentos destas subestações devem ser com um dos seguintes condutores:

– liga de alumínio 315mm², utilizado em todas as áreas de corrosão, conforme DT-042;

– liga de alumínio 500mm², utilizado em todas as áreas de corrosão, conforme DT-042.

9.3.2.3 Características dos Condutores

Nas Tabela 4 e 5 são apresentadas as características dos condutores rígidos e flexíveis, respectivamente, que devem ser aplicados no lado de alta tensão das subestações da Coelce.

Tabela 4: Tubos de Alumínio

Bitola (Polegada)	Schedule (Número)	Diâmetro Nominal (mm)	Espessura Nominal (mm)	Corrente Nominal (A)	Código
1.1/4”	40	42,17	3,56	815	6770277
2”	40	60,33	3,91	1225	6770279

NOTA: Temperatura ambiente: TA = 40°C   Temperatura do tubo: TC = 70°C

Tabela 5: Condutores de Alumínio

Seção (mm^2)	Formação	Massa (kg/km)	Ruptura (daN)	Corrente Nominal (A)	Código
160	19 fios	441	4762	460	4565750
315	37 fios	866	9198	730	4565771
500	37 fios	1397	14583	1018	6801532

NOTA 1: Para fins de aquisição no mercado nacional, estamos considerando os cabos de liga de alumínio (CAL) 160, 315 e 500, denominados, respectivamente, como BUTTE, ELGIN e GREELEY.

NOTA 2: Temperatura ambiente: TA = 40°C   Temperatura do condutor: TC = 75°C

9.3.3 Condutores Isolados

9.3.3.1 Geral

Nas subestações projetadas com Cubículo de Média Tensão 15 kV tipo Metal *Clad Switchgear* devem utilizar cabos de potência para interligação dos secundários dos transformadores de potência ao *Switchgear*. O condutor deve ser aplicado, conforme definido nos itens 9.3.3.2 e 9.3.3.3.

9.3.3.2 Subestações de Pequeno Porte

Cabo de alumínio isolado 8,7/15kV com seção de 400 mm² conforme E-MT-012, sendo instalados 2 cabos por fase.

9.3.3.3 Subestações de Grande Porte

Cabo de alumínio isolado 8,7/15kV com seção de 400 mm² conforme E-MT-012, sendo instalados 4 cabos por fase.

9.3.3.4 Características dos Condutores

Na Tabela 6 são apresentadas as características do condutor de potência de 8,7/15kV, isolado em XLPE ou EPR, e coberto em PVC, que deve ser utilizados na conexão do transformador de potência, demais equipamentos externos e os alimentadores ao Cubículo de Média Tensão. Nestes últimos casos deve ser utilizado um condutor por fase.

Tabela 6: Condutor de alumínio isolado 8,7/15kV

Seção (mm²)	Diâmetro Mínimo do Condutor (mm)	Diâmetro sobre Isolamento (mm)	Diâmetro Externo Máximo (mm)	Massa (kg/km)	Resistência Elétrica Máxima a 20ºC (Ω/km)	Corrente Nominal (A)	Código
400	22,9	24,6	44,0	2.325	0,0778	575	6804341

9.4 Estruturas

9.4.1 Considerações Gerais

Os postes, anéis, vigas, suportes capitel e jabaquaras apresentados abaixo devem ser utilizados nos projetos das subestações de 72,5-15 kV da Coelce. Quando for necessária a utilização de alguma estrutura diferente das padronizadas deve ser submetido à apreciação da Área de Normas de Distribuição.

Devem ser utilizadas as estruturas de concreto armado padronizadas nos seguintes documentos técnicos: PS-051, no PM-01, na ET-300 e na ET-314 para os pátios de AT e de MT.

9.4.2 Postes Padronizados

Os postes a serem utilizados nas subestações da Coelce devem ser fabricados de acordo com a Especificação Técnica ET-300.

Na Tabela 7 são apresentados os tipos de postes que devem ser utilizados nas subestações da Coelce com seus respectivos esforços, comprimentos, engastamentos e aplicações.

Tabela 7: Postes padronizados para subestações

Tipo	Esforço (daN)	Comprimento (m)	Engastamento (m)	Aplicação	Código
B	600	4,5	2,00	Suporte secionadora baixa, TCs e TPs de 72,5 kV, TPs de 15kV e TSA de 13,8kV/380-220V	6770677
B	300	9,0	1,50	Postes para iluminação geral da SED	6770686
B-1,5	1000	10,5	2,30	Pórtico barramentos de 15 kV	6770799
B-1,5	1000	12,0	1,80	Pórtico barramentos 72,5 kV	6770709
B-3	1500	23,0	2,90	Telecomunicações	6770729

9.4.3 Cálculo do Engastamento dos Postes

O engastamento deve ser calculado pela fórmula:

$$e = \frac{L}{10} + 0{,}60m$$

Onde:

L = comprimento do poste em metros.

e = engastamento.

O engastamento dos postes de 4,5 e 10,5 metros, por uma questão de padronização e adequação das instalações eletromecânica das subestações, não foram calculados de acordo com a fórmula supracitada. Conforme apresentado na Tabela 7, os postes de 4,5 m devem ser engastados 2 metros e os de 10,5 metros devem ser engastados 2,30 metros.

Todos os postes devem ser engastados com manilha, conforme definido no padrão de subestação da Coelce, PS-051.

9.4.4 Vigas, Anéis, Suporte Capitel e Jabaquaras

As vigas, anéis, suporte capitéis e jabaquaras a serem utilizados nas subestações da Coelce devem ser fabricados de acordo com os desenhos do padrão de material da Coelce PM-01 descriminados na Tabela 8, com seus respectivos esforços, dimensões, aplicação e desenhos do padrão de material.

Tabela 8: Vigas, Anéis, Suportes Capitel e Jabaquara utilizados nas subestações

Tipo	Esforço (daN)	Dimensão (mm)	Utilização	Desenho	Código
Vigas					
H/I	Vertical:800 Horizontal: 500	230x310x7100	Pórtico barramentos de 72,5 kV	310.05	6770785
I	Vertical:700 Horizontal: 700	230x310x7480	Suporte de Secionadores de 72,5kV	310.06	6770770
Maciça	Vertical:700 Horizontal: 700	120x170x4600	Suporte de Secionadores montagem baixa 72,5 kV	310.07	6770772
Maciça	Vertical:720 Horizontal: 800	120x170x3480	Suporte de Secionadores de 15 kV	310.03	6770768
Maciça	Vertical:800 Horizontal: 500	120x170x3100	Suporte das barras de 15 kV	310.04	6770776
H/I	Vertical:700 Horizontal: 700	120x170x4600	Suporte para Secionador Tripolar do Regulador de Tensão 15kV	310.12	6780878
Anéis					
B-3 Triplo	Vertical: 1800	Interna: 230x285	Suporte viga H/I	310.21	6770782
B-6 Triplo	Vertical: 1800	Interna: 290x370	Suporte viga H/I	310.21	6770783
Suporte Capitel					
B-1	600	Interna: 230x180	Suporte TCs e TPs de 72,5 kV	310.30	6770738
Suporte Jabaquara					
B-3 Modelo L	Vertical:1050 Horizontal: 750	1630	Suporte Secionadores de 72,5 kV	310.31	6770765
B-3 Modelo LT	Vertical:560 Horizontal: 1200	730	Suporte Secionadores de 15 kV	310.32	6770766

10 EQUIPAMENTOS A INSTALAR NAS SUBESTAÇÕES

10.1 Transformador de Potência

Na Tabela 9 estão apresentados todos os tipos de transformadores de potência padronizados com as principais características.

Tabela 9: Transformadores de Potência

Item	Descrição	TC de Bucha AT e MT	Código
1	Transformador de potência, tensão nominal 69,3-13,8 kV, potência 5/6,25/7,5 MVA, regulação 65175+8x850V-8x850V (71.775/70.950/70.125/69.300/68.475/67.650/66.825/66.000/ 65.175/64.350/63.525/62.700/61.875/61.050/60.225/59.400/ 58.575V) com comutador sob carga, impedância percentual 7%	Relação de transformação de 200/400/600/800-5 A, classe de exatidão 50VA 10P20 (10B200)	4544202
2	Transformador de potência, tensão nominal 69,3-13,8 kV, potência 10/12,5/15 MVA, regulação 65175+8x850V-8x850V (71.775/70.950/70.125/69.300/68.475/67.650/66.825/66.000/ 65.175/64.350/63.525/62.700/61.875/61.050/60.225/59.400/ 58.575V) com comutador sob carga, impedância percentual 7%	Relação de transformação de 400/600/800/1200-5 A, classe de exatidão 50VA 10P20 (10B200)	4544204
3	Transformador de potência, tensão nominal 69,3-13,8 kV, potência 20/26,6/33,2 MVA, regulação 65175+8x850V-8x850V (71.775/70.950/70.125/69.300/68.475/67.650/66.825 /66.000 /65.175/64.350/63.525/62.700/61.875/61.050/60.225/ 59.400/ 58.575V) com comutador sob carga, impedância percentual 13%	Relação de transformação do TC de AT de 400/600/800/1200-5A e TCs de MT com relação de transforma-ção 800/1200/1600/2000-5 A, classe de exatidão100VA 10P20 (10B400)	4544186

NOTA: Transformadores sem Comutador de Derivação sob Carga podem ser remanejados de subestações existentes e utilizados em subestações novas. Nestes casos deve ser utilizado banco de regulador conforme estrutura definida no padrão de subestação PS-052.

Os transformadores de potência devem ser do tipo imersos em óleo, com enrolamentos de cobre, refrigerados por circulação natural de óleo e em forma forçada (ONAN/ONAF1/ONAF2) por ar, adequados para operação ao tempo.

O sistema de preservação do óleo isolante deve ser mediante tanque conservador, o qual deve contar com uma proteção com relé Buchholz.

Todos os transformadores devem possuir Comutador de Derivação sob Carga (CDC). O CDC deve estar localizado no enrolamento de Alta Tensão do transformador. Deve ter seu próprio tanque conservador de óleo com proteções intrínsecas incorporadas (relé de fluxo de óleo do comutador). Deve ser adequado para serviço pesado e para funcionar a intempérie.

Todos os transformadores devem possuir ventilação forçada, mediante ventiladores, e devem ter duas etapas de ventilação (1° e 2º Estágio). Para o controle da ventilação, deve ser instalado um equipamento monitor de temperatura. Este instrumento, de tecnologia baseada em microprocessador, deve registrar as temperaturas instantâneas e máximas do óleo e incorporar um circuito de simulação para indicar as temperaturas instantâneas e máximas do ponto mais quente no enrolamento do transformador (Imagem Térmica).

As buchas de AT dos transformadores de potência dispõem de transformadores de corrente tipo bucha.

As buchas de MT dos transformadores dispõem de transformadores de corrente tipo bucha, de acordo com as necessidades específicas de proteção e/ou medição do sistema elétrico associado.

Todos os transformadores de potência, além das proteções intrínsecas, devem ter proteção diferencial.

As correntes máximas em nível de média tensão não superam os 2500 A. Este valor é comum no fornecimento de equipamentos de MT, especialmente cubículos de média tensão. O valor indicado deve incluir a capacidade de sobrecarga do transformador de potência.

Os transformadores de potência devem operar normalmente em paralelo. Porém, a Área de Operação deve verificar o nível de curto circuito de cada subestação para identificar a possibilidade de operação em paralelo dos transformadores ou barra de MT aberta, por esta razão todos os transformadores devem dispor de supervisor de paralelismo.

No lado de MT do transformador deve ser instalado um medidor para realizar medições operacionais. Ver medidor padronizado na Tabela 10.

Tabela 10: Medidor do Transformador

Item	Descrição	Código
1	Medidor Eletrônico com Qualidade de Energia 85-240V,1-5A,Classe 0,2s, 60Hz, Uso em Medição de Trafo	4634756

Para cada SED deve ser estudado a forma de assegurar apoio frente a falha de algum transformador. Este apoio poderá ser mediante transformador de reserva ou transformador móvel. Também deve levar em consideração a capacidade de apoio a partir da rede de MT.

As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-SE-001.

10.2 Disjuntores

10.2.1 Disjuntores de Alta Tensão

O disjuntor de AT apresentado na Tabela 11 deve ser utilizado nos projetos das subestações.

Tabela 11: Disjuntor de AT

Item	Descrição	Código
1	Disjuntor tripolar 72,5 kV, 2000 A, 31,5 kA, NBI 325	6771180

O comando do disjuntor de AT deve ser tripolar.

O disjuntor de AT deve ser fornecido com duas bobinas de abertura independentes, com atuação simultânea.

Os circuitos de comando (abertura e fechamento), sinalização e motor devem ser independentes, com tensão nominal de 125 Vcc.

As demais características deste equipamento se encontra na Especificação Técnica Corporativa E-SE-002.

10.2.2 Disjuntores de Média Tensão

A Tabela 12 apresenta os tipos de disjuntores de MT padronizados e que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 12: Disjuntores de MT

Item	Descrição	Código
1	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 630A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	6771383
2	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 630A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, com relé	4544126
3	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 1250A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	6771339
4	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 1250A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, com relé	6773977
5	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	6773942
6	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, com relé	6773978
7	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 25 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	4544078
8	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 25 kA, NBI 110kV, com TCs, com relé	6775611

O comando dos disjuntores de MT deve ser tripolar.

Os disjuntores de MT devem ser fornecidos com duas bobinas de abertura independentes, com atuação simultânea.

Os circuitos de comando (abertura e fechamento), sinalização e motor devem ser independentes, com tensão nominal de 125 Vcc.

As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-SE-003.

10.3 Secionadores

10.3.1 Secionadores de Alta Tensão

Na Tabela 13 abaixo estão apresentados os tipos de Secionadores de AT que devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 13: Secionadores de AT

Item	Descrição	Código
1	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, com lâmina de terra	4544141
2	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771461
3	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal baixa, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771462
4	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250 A, NBI 325, 25 kA, montagem vertical, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771465
5	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, com lâmina de terra	6771466
6	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771467
7	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal baixa, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771468
8	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem vertical, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771469

Os Secionadores devem ter contatos auxiliares para indicação remota de sua posição, tanto das lâminas principais como das de terra.

No caso de secionador com lâmina de terra, estes devem dispor sempre de um mecanismo de intertravamento mecânico (e eventualmente também elétrico) entre as lâminas principais e as do secionador com lâmina de terra.

As características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-SE-004.

10.3.2 Secionadores de Média Tensão

Os secionadores de MT apresentados na Tabela 14 devem ser utilizados nos projetos das subestações.

Tabela 14: Secionadores de MT

Item	Descrição	Código
1	Secionador tripolar, 15 kV, 630 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem horizontal alta, abertura lateral, comando manual, sem lâmina de terra	6771473
2	Secionador tripolar, 15 kV, 1250 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem horizontal alta, abertura lateral, comando manual, sem lâmina de terra	6771474
3	Secionador tripolar, 15 kV, 2000 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem horizontal alta, abertura lateral, comando manual, sem lâmina de terra	6771475
4	Secionador tripolar, 15 kV, 2000 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem vertical, abertura lateral, comando manual, sem lâmina de terra	6771476
5	Secionador unipolar, 15 kV, 630 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem vertical, abertura vertical, comando manual	6771478
6	Secionador unipolar, 15 kV, 1250 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem vertical, abertura vertical, comando manual	6771479
7	Secionador unipolar, 15 kV, 2000 A, NBI 110 V, 16 kA, montagem vertical, abertura vertical, comando manual	6771480

A chave fusível, 24 kV, 400 A, 6,3 kA, montagem vertical abertura vertical deve ser adquirido através do desenho da Especificação Técnica Corporativa E-MT-001.

Os secionadores de MT devem ser de acionamento manual.

Os secionadores unipolares são de abertura manual através de vara de manobra.

As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-SE-006.

10.4 Transformadores de Instrumentos

10.4.1 Transformadores de Instrumentos de Alta Tensão

Os transformadores de corrente e potencial padronizados devem ser conforme Tabela 15.

Tabela 15: Transformadores de Instrumento de AT

Item	Descrição	Código
1	Transformador de corrente, uso externo, 72,5 kV, 25 kA, NBI 325, relação de transformação 200/400/600x400/800/1200-5-5 A, dois núcleos, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6771684
2	Transformador de corrente, uso externo, 72,5 kV, 25 kA, NBI 325, relação de transformação 200/400/600x400/800/1200-1-1 A, dois núcleos, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6797169
3	Transformador de corrente, uso externo, 72,5 kV, 31,5 kA, NBI 325, relação de transformação 600/800/1000x1200/1600/2000-5-5 A, dois núcleos, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6775626
4	Transformador de corrente, uso externo, 72,5 kV, 31,5 kA, NBI 325, relação de transformação 600/800/1000x1200/1600/2000-1-1 A, dois núcleos, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6802432
5	Transformador de potencial, uso externo, 72,5 kV, 20 kA, NBI 325, relação de transformação 69/1,73;2x115/1,73, dois núcleos, classe de exatidão 0,5 para medição e 3P para proteção, potência térmica nominal 200 VA	6771665

NOTA 1: Caso os TC sejam utilizados para atendimento de um acessante, a classe de exatidão para medição a ser considerada é 0,3.

NOTA 2: As características destes equipamentos se encontram na Especificação Corporativa E-SE-005.

10.4.2 Transformadores de Instrumentos de Média Tensão

Os Transformadores de Instrumentos que devem ser utilizados estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16: Transformadores de Instrumento de MT

Item	Descrição	Código
1	Transformador de corrente, uso externo, 15 kV, NBI 110 V, 16 kA, relação de transformação 200/400/600x400/800/1200-5-5 A, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6771647
2	Transformador de corrente, uso externo, 15 kV, NBI 110, 16 kA, relação de transformação 400/600/800/1200-1-1 A, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6797173
3	Transformador de corrente, uso externo, 15 kV, NBI 110, 16 kA, relação de transformação 600/800/1000x1200/1600/2000-5-5 A, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6771687
4	Transformador de corrente, uso externo, 15 kV, NBI 110, 16 kA, relação de transformação 800/1200/1600/2000-1-1 A, classe de exatidão 0,5 para medição e 5P20 para proteção	6797174
5	Transformador de potencial, uso externo, 15 kV, NBI 110 V, relação de transformação 13800-115, classe de exatidão 0,5, potência térmica nominal 2000 A	4544198

NOTA: As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica corporativa E-SE-007.

10.5 Para-raios

Os para-raios apresentados na Tabela 17 devem ser utilizados nos projetos das subestações, sendo que o item 2 utilizado nas extremidades da barra de 15 kV e o item 3 projetado para a primeira estrutura de saída dos alimentadores.

Tabela 17: Para-raios de AT e MT

Item	Descrição	Código
1	Para-raios, estação, 72 kV, 10 kA, NBI 325 KV	6771008
2	Para-raios, estação, 12 kV, 10 kA, NBI 110 KV	6771010
3	Para-raios, distribuição, 12 kV, 10 kA, NBI 110 KV	6771341

NOTA: As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica da Coelce ET-155.

10.6 Religador

Estão apresentados na Tabela 18 os religadores padronizados. Nas novas subestações deve ser contemplado nos projetos de subestações novas o tipo sem relés e nas reformas de subestações não automatizadas o tipo com relés.

Tabela 18: Religador MT

Item	Descrição	Código
1	Religador trifásico, 15 kV, 560 A, 16 kA, NBI 110 kV, com relés	6771350
2	Religador trifásico, 15 kV, 560 A, 16 kA, NBI 110 kV, sem relés	6771031

NOTA 1: As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-MT-004.

NOTA 2: Pode ser utilizado religador à vácuo de 16Ka com aprovação prévia da Área de Normas de Distribuição.

Em cada alimentador deve ser instalado um medidor para realizar medições operacionais.

Na Tabela 19 está apresentado o medidor padronizado:

Tabela 19: Medidor do Alimentador

Item	Descrição	Código
1	Medidor Eletrônico com Qualidade de Energia, 1-5a, Classe 0.5, 60Hz, Uso em Medição de Alimentador	6800240

10.7 Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores padronizados são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Banco de capacitores

Item	Descrição	Código
1	Banco capacitor, 15 kV, 1,8 MVAr, NBI 110 kV, completo	6775631
2	Banco capacitor, 15 kV, 3,6 MVAr, NBI 110 kV, completo	6775632
3	Banco capacitor, 15 kV, 7,2 MVAr, NBI 110 kV, completo	6803557

A compensação de energia reativa nas barras de MT das subestações, deve se realizar mediante bancos de capacitores, de potência e tensão apropriadas para o nível de tensão da barra MT e a potência do transformador correspondente.

Os bancos de capacitores têm conexão do tipo dupla estrela com seus neutros isolados e conectados entre si.

Devem ser consideradas potências reativas de 100kVAr ou 200kVAr como valores recomendados para os elementos condensadores. Os bancos de capacitores de 1,8 MVAr e 3,6 MVAr devem ser fornecidos com capacitores de 100kVAr e os bancos de capacitores de 7,2 MVAr com capacitores de 200kVAr.

A potência reativa dos bancos de capacitores a instalar nas barras MT das subestações da Coelce é, geralmente, 1,8 MVAr para cada 5MVA, em função do baixo fator de potência da carga utilizando-se assim o critério 35% com relação a potência de transformação da subestação.

As características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-SE-009.

10.8 Cubículos de Media Tensão (*Swichtgear*)

Os cubículos de média tensão, conforme Tabela 21, devem ser utilizados no projeto quando não houver disponibilidade de espaço físico para a instalação dos equipamentos de 15 kV ao tempo, com barramentos aéreos.

Tabela 21: Cubículos de MT

Item	Descrição	Código
1	Cubículo blindado, 15 kV, 1250 A, 16 kA, NBI 95 kV	6772592
2	Cubículo blindado, 15 kV, 2500 A, 16 kA, NBI 95 kV	6775612

Os cubículos de MT utilizados nas subestações da Coelce devem ser do tipo *metal clad*, de acordo com a definição detalhada na norma IEC 60298, e cujas principais características são:

a) compartimentos separados, preferencialmente, por:

- cada interruptor ou equipamento de manobra;
- elementos a um lado do equipamento de manobra (por ex.: cabo de potência);
- elementos do outro lado do equipamento de manobra (por ex.: barras);
- equipamentos de baixa tensão (por ex: relés).

b) equipamentos em compartimentos com grau de proteção IP2X ou maior;
c) separação metálicas entre compartimentos;
d) barreiras metálicas que impeçam qualquer contato com partes energizadas.

Os cubículos devem ser a prova de arco interno e cumprirão com os seus critérios de avaliação indicados na Norma IEC 60298.

Os cubículos devem possuir dispositivo para detecção de arco interno.

Os disjuntores devem ser do tipo extraíveis, distinguindo-se claramente as posições "ligado" e "desligado". Seu acionamento deve ser do tipo motor-mola. Cada interruptor deve ter duas bobinas de abertura independentes.

Os cubículos destinados aos Serviços Auxiliares da SED devem ter secionador de baixa carga com fusível, como equipamento de manobra e proteção.

Os transformadores de potencial devem ser do tipo extraível, e devem estar protegidos no lado primário por fusível.

As características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica Corporativa E-SE-008.

11 SERVIÇOS AUXILIARES

11.1 Transformador de Serviços Auxiliares - TSA

Os transformadores de serviços auxiliares das subestações devem ser de 75 kVA, 14145 / 13800 / 13200 / 12600V – 380 / 220V, demais características conforme especificação técnica GST001.

11.2 Alimentação em Corrente Contínua

Os sistemas auxiliares de CC das subestações devem dispor de um banco de bateria 125 Vcc (+10% -20%), um carregador retificador e um inversor (125Vcc/220Vca). Nas Tabelas 22 e 23 constam as baterias e os retificadores, respectivamente, padronizados na Coelce.

Tabela 22: Baterias

Item	Descrição	Código
1	Bateria, Acumulador, Chumbo-Ácido Estacionário, Reguladas por Válvula-Gel, 100AH, 10 Horas, 60 Elementos, 2V por Elemento, 125vcc, ET-191	6798654

Tabela 23: Retificadores

Item	Descrição	Código
1	Retificador,Carregador,Trifásico, 380Vca/125Vcc,30+30A,com Quadro de Proteção e Distribuição,ET-198	6805542
2	Retificador,Carregador,Trifásico,380Vca/125Vcc,30+30A,sem Quadro de Proteção e Distribuição,ET-198	6805544

12 SISTEMA DIGITAL PARA AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO

12.1 Critérios gerais

As subestações novas devem dispor de um Sistema Digital para Automação de Subestação (SDA), que apresentam as seguintes características principais e vantagens:

– sistema integrado realizando desde a aquisição de dados até o manuseio da informação;

– sistema distribuído que permite suportar configurações ajustadas as necessidades;

– sistema aberto a todo tipo de fabricante com possibilidade de incorporar novas funcionalidades;

– sistema escalonável e modular que permita um crescimento de acordo com a evolução da instalação;

– coleta dos dados através dos *Intelligente Electronic Device* (IEDs);

– sobredimensionamento da capacidade de processamento, para permitir um crescimento funcional e de hardware sem degradação do comportamento;

– sincronização horária por GPS (*Global Positioning System*);

– possibilidade de implementar distintos protocolos de comunicação internamente e com o Centro de Controle do Sistema (CCS);

– utilização de fibra óptica ou cabo de rede blindado como meio de comunicação;

– parametrização e consulta local e a distância (função de teleacesso);

– incorporação do registrador cronológico de eventos no próprio sistema;

– oscilografia incluída nos próprios relés de proteção;

– telecomando e capacidade para incorporar novos automatismos;

– funções de proteção e controle totalmente independentes;

– capacidade de ser modificado ou mantido sem necessidade de sair fora de serviço;

– simplicidade de operação, de forma que o pessoal sem conhecimento de computação possa operá-lo;

– o sistema deve dispor de recursos eficiente, de modo que toda a informação relevante não seja perdida em caso de falta da fonte de energia.

O SDA deve possuir uma arquitetura funcional com os seguintes níveis:

– nível 0: nível equipamento;

– nível 1: nível de posição (vão);

– nível 2: nível de subestação;

– nível 3: nível de SCADA do Centro de Controle do Sistema (CCS).

No nível 0, o comando do equipamento se faz em modo Local com os dispositivos de comando disponíveis nos gabinetes de comando de cada equipamento primário (disjuntor, secionador, transformador). Neste nível a seleção de operação em modo Local ou Remoto se realiza com chaves seletoras próprias de cada equipamento.

No nível 1, o sistema contempla a instalação de IED, uma por vão. As IEDs devem basear-se em tecnologia de microprocessador com operação em tempo real. As IEDs devem contemplar todas as funções relativas a operação de equipamentos de uma posição, tais como comandos de abrir-fechar, intertravamentos (*interlocking*), aquisição de dados, etc. Neste nível, a seleção de operação

em modo IED ou em modo SISTEMA se realiza com um seletor "IED/SISTEMA" que deve fazer parte do IED.

O Nível 2 deve cumprir as funções de controlar e monitorar todos os componentes da subestação, e realizar a comunicação local com o Nível 1 e remota com o Nível 3. O Nível 2 deve ser composto de, no mínimo, os seguintes componentes e subsistemas:

– Unidade de Controle da Subestação (UCS);
– microcomputador realizando a função de Interface Homem Máquina (IHM), com teclado com *touchpad*, monitor de 19 polegadas e GPS;
– rede local.

O controle realizado em forma Local na subestação deve ser a partir da IHM, ao estar o SDA no modo SED (Subestação). Para operar a partir desse nível, os seletores "Local-Remoto" de cada equipamento devem estar em "Remoto", e o seletor "IED-SISTEMA" da IED deve estar em modo "SISTEMA".

O Nível 3: Neste nível o controle se realiza remotamente, a partir do CCS (SCADA). Neste caso o SDA deve estar no modo CCS. O Fornecedor deve implementar os níveis 1 e 2, e garantir uma perfeita integração destes com os Níveis 0 e 3.

O Sistema permite três modos de funcionamento:

a) Modo de Observação: Este modo deve permitir a visualização de diagramas unifilares, medidas, estado de equipamentos, alarmes e recuperação de eventos. Neste modo, mediante senha de acesso, deve ser possível acessar o programa de comunicação com as proteções;
b) Modo de Operação: Este modo deve permitir que o operador possa realizar todas as funções inerentes a operação do sistema elétrico: comando de equipamentos; visualização de medidas; visualização e reconhecimento de alarmes e eventos; habilitação e desabilitação de automatismo; visualização e recuperação de registros e impressão de relatórios;
c) Modo de Administração: Neste modo o SDA estará configurado de forma que o administrador possa realizar as seguintes funções: construção de novas telas gráficas; manutenção no SDA; apoio do sistema; desenvolvimento de novas aplicações de automatismo; troca de parametrização; configuração de base de dados; criação de símbolos; definição de relatórios diversos; desenvolvimento de programas de aplicação.

Mais detalhe sobre o Sistema Integrado de Controle e Proteção se encontram na Especificação E-PCM-008.

12.2 Critérios de Controle e Supervisão de AT e MT - Automatismo

12.2.1 Religamento Automático

Os relés de proteção das saídas de AT e MT devem ter a função de religamento. O relé deve permitir habilitar/desabilitar esta função por telecontrole.

O religamento automático somente deve ser iniciado por ação da proteção e após a confirmação da abertura efetiva do disjuntor, constituindo-se na ação do fechamento automático do disjuntor, após decorrido o tempo morto pré-ajustado e sujeito a intertravamentos para efetivação do mesmo.

Deve ser dotado de rotina operacional programável local e remotamente para as seguintes condições:

– religamento fora de serviço;
– religamento em serviço.

Deve ser possível executar ciclos de religamento com faixas de ajuste de tempo conforme determinado na Especificação Técnica de Proteção E-PCM-001. O relé deve permitir ajustar o

tempo "morto" de qualquer ciclo de forma independente. Após a realização do(s) ciclo(s) de religamento(s) programado(s), o religador deve acionar um temporizador de *reset* ajustado de 5s a 60s dentro do qual o religamento não mais será executado.

As configurações dos modos de religamento, valores dos tempos mortos e forma de operação do religamento, devem ser realizadas através do nível 1, 2 ou 3.

O religamento deve ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor, como por exemplo, baixa pressão do gás SF6, etc., como também na atuação de proteções que sejam impeditivas a reenergização da linha ou do alimentador, como por exemplo, falha no disjuntor.

O religamento deve ser bloqueado também quando o disjuntor for aberto manualmente pelo operador, após o tempo ajustado, nas energizações de linhas com ou sem defeito presente.

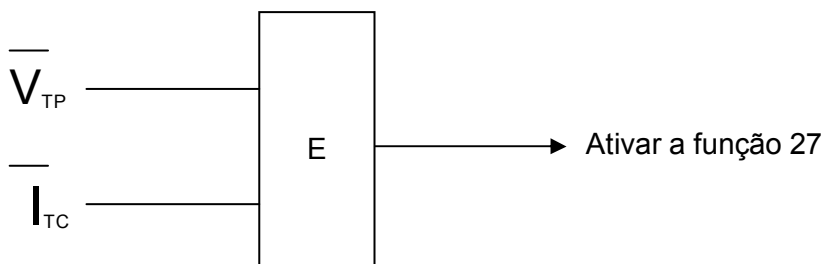
Um contador nos dispositivos deve ser previsto para o registro do número de religamentos efetuados.

12.2.2 Falta Geral

O SDA deve dispor de um automatismo que em caso de falta geral poderá, a critério da área de operação da Coelce, comandar a abertura automática de todos os equipamentos de disjunção dos alimentadores e banco de capacitores.

Este automatismo deve ser implementado através da função de subtensão (27) existente nos IEDs de alimentadores e bancos de capacitores. A função de subtensão (27) somente deve ser ativada após o SDA verificar e confirmar a existência de uma falta geral na média tensão da subestação.

A função de subtensão (27) somente deve ser ativada se for confirmada a falta de sinal de tensão alternada no secundário do Transformador de Potencial do barramento de 15 kV e a falta de sinal de corrente no secundário do Transformador de Corrente da entrada do barramento de 15 kV.

Esta lógica deve levar em consideração a configuração com barra aberta e barra fechada. Ver Figura abaixo:

12.2.3 Reposição do Sistema

O SDA deve dispor de um automatismo para reposição do sistema elétrico da subestação com escalonamento temporal, de modo automático ou manual, a critério do órgão de operação da Coelce.

Este automatismo deve ser configurável pelo usuário. Deve ser executado atendendo os seguintes passos:

- preparar a posição do comutador de TAP dos transformadores antes do início da reposição das cargas;
- após a entrada de cada carga, o SDA deve verificar o nível de tensão no barramento de 15 kV. Caso o SDA verifique que a tensão no barramento esteja inferior ao valor de referência pré-estabelecido, o SDA deve comandar a entrada de um Banco de Capacitores.

12.2.4 *Alívio de Carga*

O SDA deve prevê esquemas de alívio de carga, de forma a propiciar o corte de alimentadores, conforme o escalonamento definido pela operação. O automatismo deve ter a flexibilidade para funcionar tanto para barra aberta como para barra fechada:

– mínimo/máximo de tensão;

– mínimo freqüência;

– através da monitoração das correntes de *pick-up* das proteções de barra.

12.2.5 *Controle para Banco de Capacitores*

12.2.5.1 Características para Controle de Banco de Capacitores

O fornecedor deve implementar um automatismo para controle de banco de capacitores com, no mínimo, as seguintes características:

a) disponibilizar recursos para comandar até quatro bancos de capacitores por barra;

b) permitir habilitação em modo automático ou manual;

c) ser configurável;

d) permitir habilitar ou desabilitar qualquer dos bancos de capacitores de forma independente;

e) dispor de portas de comunicação suficientes para controlar, aquisitar e parametrizar local e remotamente;

f) permitir programação da seqüência de operação de Entrada/Saída de bancos de capacitores, conforme exemplos abaixo:

   – 1234: todos os capacitores com o mesmo valor e a entrada da esquerda para direita.

   – 4321: todos os capacitores com o mesmo valor e a entrada da direita para esquerda.

   – 1111: todos os capacitores com o mesmo valor e a entrada é ordenada pelo número de comutação de cada estágio. O Capacitor que menos sofreu comutação deve ser o próximo a ser ligado ou desligado.

   – *: outras seqüências para os casos de Bancos de Capacitores de potência diferentes conectados a uma mesma barra.

g) configuração da potência dos bancos de capacitores: Faixa de Variação – 0 a 7,2 MVAr.

h) disponibilizar os registros das operações de cada Banco de Capacitores, de forma a permitir identificar o número de comutações de cada Bancos de Capacitores e zerar as comutações, quando desejado;

i) permitir selecionar a conexão e as relações de transformação dos Transformadores de Potencial;

j) permitir selecionar as relações de transformação dos Transformadores de Corrente;

k) possuir entrada de bloqueio de operação no caso de atuação da proteção dos banco de capacitores;

l) permitir controlar o banco de capacitores por:

   – tensão;

   – fator de potência;

   – potência reativa;

   – tempo.

12.2.5.2 Controle por Tensão

A Unidade de Controle do banco de capacitores deve disponibilizar os seguintes valores para parametrização do controle por tensão:

- Faixa de Variação: 0.9275 pu a 1.0871pu; degrau de 0,0007 em 0,0007.
- Tensão de Entrada de Bancos: Valor de tensão parametrizável conforme faixa de variação a cima. Valores de tensão iguais ou inferiores a este valor forçam a entrada de Bancos.
- Tempo de Entrada: Faixa de Variação: 0,0 a 180,0 seg; degrau de 1 em 1 seg.
- Tensão de Saída de Bancos: Valor de tensão parametrizável conforme faixa de variação a cima. Valores de tensão iguais ou superiores a este valor forçam a saída de Bancos.
- Tempo de Saída: Faixa de Variação: 0,0 a 180,0 seg; degrau de 1 em 1 seg.

OFFSET de Tensão: Valores de Tensão medidos menores que o limite de Tensão superior ou inferior acrescido do offset, força a entrada ou saída dos Bancos – Faixa de Variação: 0 a 0.0735 pu, degrau de 0,0007pu em 0,0007 pu.

NOTA: Este parâmetro relaciona-se ao Controle por Tempo, descrito no item 12.2.5.5.

12.2.5.3 Controle por Fator de Potência

A Unidade de Controle do banco de capacitores Controle por Fator de Potência deve disponibilizar os seguintes valores para parametrização do controle por fator de potência:

- Faixa de Variação: 0,85 a 1,00 IND e 0,85 a 1,00 CAP; degrau de 0,01 em 0,01.
- Limite Inferior do Fator de Potência: corresponde a faixa inferior do FP programado. Valores de FP abaixo deste valor forçam a entrada de Bancos.
- Limite Superior do Fator de Potência: corresponde a faixa superior do FP programado. Valores de FP acima deste valor forçam a saída de Bancos.
- * Restrição: o Controle por Tensão inferior e superior devem estar presentes.

12.2.5.4 Controle por Potência Reativa

A Unidade de Controle do banco de capacitores deve disponibilizar os seguintes valores para parametrização do controle por potência reativa:

- Faixa de Variação: 0 a 7,2 MVAr; degrau de 0,1 em 0,1 MVAr.
- * Restrição: O Controle por Tensão inferior e superior devem estar presentes.

12.2.5.5 Controle por Tempo

- Dias: Segunda a Domingo;
- Hora: 00:00 as 24:00; degrau de 1 em 1 hora;
- Minutos: 00:00 a 60:00; degrau de 1 em 1 minuto.

Deverá apresentar no *display* a data atual do relógio, contendo dia, mês e ano. O dia atual estará apto a ser alterado.

- Bloqueio em Dias da Semana: Este parâmetro irá bloquear a atuação de tempo em dias específicos da semana.

OFFSET de Tensão:

- Hora de ativação (Controle de Tempo): Este parâmetro irá indicar qual hora e minuto o controle de tempo irá iniciar sua atuação, ou seja, a partir de quando os limites superior e inferior serão acrescidos do offset de tensão.

- Hora de desativação (Controle de Tempo): Este parâmetro irá indicar qual hora e minuto o controle de tempo irá desabilitar sua atuação, ou seja, a partir de quando os limites superior e inferior estarão novamente atuando.
- * Restrição: Os Controles por Tensão inferior e superior devem estar presentes.

12.2.6 Intertravamentos

Os Bancos devem ter operação bloqueada caso ultrapassem uma quantidade de comutação parametrizável em um determinado intervalo de tempo, também parametrizável.

Número máximo de manobras permitidas no tempo de monitoração: Faixa de Variação de 1 a 10; degrau de 1 em 1.

Tempo de monitoração do número máximo de manobras: Faixa de Variação de 1 a 600seg; degrau de 1 em 1 seg.

Os demais intertravamentos devem ser implementados de acordo com a especificidade de cada projeto da subestação e com os acordos definidos durante o *workstatement*.

12.3 Critérios de Controle de Transformadores de Potência das Subestações

12.3.1 Todos os transformadores dispõem de comutador de derivação sob carga para regulação de tensão. Os comutadores de derivação sob carga podem ser configurados para serem comandados de modo manual ou automático. A forma normal de operação deve ser a regulação automática de tensão.

12.3.2 A configuração da opção regulação automática/manual deve ser permitido a partir do CCS ou da subestação. Estando a regulação em modo manual, deve ser possível subir/baixar derivações a partir do CCS ou da subestação.

12.3.3 Os transformadores dispõem de um medidor de temperatura que permite o controle automático da ventilação dos transformadores. Esta deve ser a forma normal de operação.

12.3.4 No entanto, também deve ser possível forçar a ventilação a partir do CCS. Esta opção permite aos operadores comandar a ventilação forçada de um transformador em forma antecipada, quando se prevê um aumento de carga.

12.3.5 Os transformadores de potência podem ser energizados em AT com carga em MT desde que os bancos de capacitores estejam desenergizados. Isto é particularmente aplicável em algumas operações automáticas, tais como transferência de um circuito de alimentação em AT a outro circuito. A aplicação deste critério melhora os tempos de reposição frente a interrupções.

12.3.6 As proteções do transformador devem ser implementadas conforme diagramas unifilares em anexo.

12.4 Telecontrole da Subestação

O telecontrole da subestação deve ser realizado a partir do Centro de Controle do Sistema, para tanto deve estar incorporada a funcionalidade de telecontrole no Sistema Integrado de Controle, Medição e Proteção.

O SDA deve dispor, no mínimo, de dois meios de comunicação, um para a realização das funções de telecomando através do CCS, e um segundo meio de comunicação, para a realização de funções de aquisição de oscilografia e teleacesso e/ou telemanutenção.

12.5 Telealarme da Subestação

Para as subestações fora da região metropolitana de Fortaleza existirá um telealarme. Este equipamento não é contemplado no fornecimento do SDA. Contudo, devem estar disponibilizados no SDA, os pontos necessários para conexão com o telealarme. Mais detalhes deve ser tratado durante o *workstatement*.

13 PROTEÇÕES

13.1 Critérios Gerais

13.1.1 Os relés de proteção, de uma forma em geral, funcionam a partir da medição das grandezas de tensão e corrente do sistema elétrico. Os sinais analógicos de corrente são medidos pelos relés através dos transformadores de corrente (TCs), e os sinais analógicos de tensão são medidos, através dos transformadores de potencial (TPs). Os sinais analógicos medidos são analisados e comparados com valores pré-ajustados nos relés. Caso os sinais medidos alcancem os valores pré-definidos nos relés e o tempo previsto para atuação, o relé envia um sinal de abertura (*Trip*) para o disjuntor associado e este isola a área afetada pela falta. Quando ocorre uma falha no sistema de proteção, tal como falha do disjuntor ou falha no relé ou na coordenação da proteção do sistema, o relé de retaguarda deve atuar eliminando a falta.

13.1.2 As proteções devem dispor de auto supervisão contínua e de auto diagnóstico para detectar falta de bateria, falhas físicas e lógicas, com indicação local e remota de indisponibilidade do relé.

13.1.3 Todos os cabos de controle devem ser blindados conforme Especificação de Cabos de Controle ET-206.

13.1.4 A chave Local/Remoto existente nos equipamentos de disjunção em nenhuma condição deve bloquear ou inibir as funções de proteção do relé associado, impedindo que este envie comando de abertura para o disjuntor.

13.1.5 A função de falha do disjuntor (62BF) deve permitir sua ativação/desativação por completo e ser implementada através de mensagem GOOSE (*Generic Objetc Oriented Substation Event*) entre as IEDs. Neste sentido, quando da desativação dessa função, o relé não deve permitir que qualquer evento associado a falha no sistema de abertura do disjuntor venha a ativá-la causando a abertura do disjuntor de retaguarda indevidamente.

13.1.6 O relé de sobrecorrente associado ao disjuntor geral de média tensão deve enviar o sinal de *trip* diretamente para o disjuntor geral, sem intermédio do esquema lógico de transferência (43), conforme apresentado nos diagramas unifilares das SEDs de Pequeno e Grande Porte, em anexo.

13.1.7 Todos os relés devem apresentar os registros cronológicos de eventos na ordem decrescente de tempo, ou seja, do mais recente para o mais antigo.

13.1.8 Os relés que contemplam as funções de neutro sensível (50/51NS) e neutro convencional (50/51N) devem permitir a inibição destas funções de forma independente. Vale salientar que a inibição destas funções deve ser possível tanto em modo local como remoto.

13.1.9 Todos os relés que contemplam a função de religamento (função 79) devem estar aptos para enviar comando de abertura e religamento, cumprindo todo o ciclo de religamento do equipamento de disjunção associado.

13.1.10 Todos os relés devem contemplar medições de corrente (A), tensão (V), e grandezas calculadas: potência ativa (W), potência reativa (VAr), energia reativa (VAr/h), energia ativa (Wh), fator de potência e oscilografia, conforme requerido nas Especificações de Relés de Proteção.

13.1.11 Nos vãos protegidos através de disjuntores, principal e de transferência, a atuação da proteção ocorre através de um esquema (físico ou lógico) de transferência da proteção (função 43). A função de transferência da proteção pode assumir um dos seguintes estados: Normal (N), Em Transferência (ET) e Transferida (T). Se o comando de abertura enviado pelo relé encontra a função 43 no estado N, o relé atua diretamente sobre o disjuntor principal. Caso a função 43 esteja na posição ET, o sinal de abertura é enviado para o disjuntor principal e para o disjuntor de transferência, e quando a função 43 está na posição T, o sinal enviado comanda a abertura somente do disjuntor de transferência. A função 43 deve ser implementada através de mensagem GOOSE entre as IEDs para os vãos de entrada e saída de linha de 69kV e implementada através de relés biestáveis para os vãos dos transformadores.

13.1.12 Mais detalhes sobre as características das proteções se encontram nas Especificações indicadas a seguir:

– E-PCM-001;
– E-PCM-002;
– E-PCM-003;
– E-PCM-005.

13.2 Filosofia de Proteção para as subestações

13.2.1 Filosofia de Proteção das Entradas de Linha das SED de Pequeno e Grande Porte

13.2.1.1 Considerações Gerais

O sistema de proteção adotado nas entradas de linhas de 72,5kV, das SED de Pequeno e Grande Porte deve contemplar um conjunto de 3 TCs instalados fora da zona de *by-pass*, um conjunto de 3 TPs instalados na barra de 72,5 kV, um relé de sobrecorrente multifunção associado aos disjuntores principal e de transferência.

O relé de entrada de linha deve conter, no mínimo, as seguintes funções: função de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, função de sobrecorrente instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro, função de sobrecorrente direcional de fase (67), função de sobrecorrente direcional de neutro (67N), função de subtensão (27), função de sobretensão (59), função de falha do disjuntor (62BF). Outras funções, tais como distância (21) e diferencial de linha (87L) podem ser requeridas neste relé, caso a área de estudo da proteção e operação do sistema considere conveniente.

13.2.1.2 Critérios de Habilitação e Atuação das Funções de Proteção

O relé de sobrecorrente multifunção da entrada de linha envia comando de abertura para o disjuntor de entrada de linha e/ou para o disjuntor de transferência de acordo com o estado da função 43 (N, ET, T).

A função 87L, quando habilitada, funciona como proteção principal e a habilitação desta só pode ser efetivada quando no outro terminal da linha também houver a função 87L disponível, devendo o relé ser do mesmo modelo e fabricante em ambos os terminais.

Devem ser utilizadas as funções de distância (21) e sobrecorrente direcional de fase (67) e sobrecorrente direcional de neutro (67N), sendo a função de distância (21) considerada a função principal para defeitos fase-fase e a função 67 a função de retaguarda da mesma. Para defeitos fase-terra a função 67N é a função principal.

As funções 50/51 e 50/51N funcionam como proteção principal do barramento de 72,5kV.

As funções de subtensão (27) e sobretensão (59), deste relé devem ser habilitadas somente nos casos em que o estudo da proteção e operação julgue necessário.

13.2.2 Filosofia de Proteção das Saídas de Linha das SED de Pequeno e Grande Porte

13.2.2.1 Considerações Gerais

O sistema de proteção adotado nas saídas de linhas de 72,5kV, das SED de Pequeno e Grande Porte deve contemplar um conjunto de 3 TCs instalados fora da zona de *by-pass*, um conjunto de 3 TPs instalados na barra de 72,5 kV, um relé de sobrecorrente multifunção associado aos disjuntores principal e de transferência.

O relé de saída de linha deve conter, no mínimo, as seguintes funções: função de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, função de sobrecorrente instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro, função de sobrecorrente de sequência negativa (I_2), função de

condutor partido (I_2/I_1), função de sobrecorrente direcional de fase (67), função de sobrecorrente direcional de neutro (67N), função de subtensão (27), função de sobretensão (59), função de falha do disjuntor (62BF). Outras funções, tais como distância (21) e diferencial de linha (87L) podem ser requeridas neste relé, caso a área de estudo da proteção e operação do sistema considere conveniente.

13.2.2.2 Critérios de Habilitação e Atuação das Funções de Proteção

O relé de sobrecorrente multifunção da saída de linha envia comando de abertura para o disjuntor de saída de linha e/ou para o disjuntor de transferência de acordo com o estado da função 43 (N, ET, T).

A função 87L, quando habilitada, funciona como proteção principal e a habilitação desta só pode ser efetivada quando no outro terminal da linha também houver a função 87L disponível, devendo o relé ser do mesmo modelo e fabricante em ambos os terminais.

Devem ser utilizadas as funções de distância (21) e sobrecorrente direcional de fase (67) e sobrecorrente direcional de neutro (67N), sendo a função de distância (21) considerada a função principal para defeitos fase-fase e a função 67 função de retaguarda da mesma. Para defeitos fase-terra a função 67N é a função principal.

As funções 50/51 e 50/51N funcional como proteção principal do barramento de 72,5kV.

As funções de subtensão (27) e sobretensão (59), deste relé serão habilitadas somente em caso em que o estudo da proteção e operação julgue necessário.

A função falha de disjuntor (62BF), existente neste relé, deve enviar sinal de *trip* para o disjuntor de saída de linha e/ou para o disjuntor de transferência através das funções de transferência de proteção associadas aos disjuntores de entradas de linha.

13.2.3 Filosofia de Proteção do Vão de Transformação das SED de Pequeno e Grande Porte

13.2.3.1 Filosofia Adotada para as Proteções Intrínsecas dos Transformadores de Potência

Os transformadores de potência das SED de Pequeno e Grande Porte são protegidos através das proteções intrínsecas (funções 26 - relé de temperatura do óleo, 49 - relé de temperatura do enrolamento, RM – relé de ruptura de membrana, 63 – relé de gás, 63A – válvula de alívio de pressão, 63C – relé de pressão do CDC, 71 – relé de nível do óleo e 80 – relé do fluxo de óleo do CDC) que fazem parte do projeto do transformador e através de relés diferenciais e sobrecorrente multifunção baseados em microprocessadores. As funções intrínsecas devem enviar sinal para o relé anunciador (30).

Nas SED de Pequeno e Grande Porte, as proteções intrínsecas (relé de gás – função 63, relé de sobrepressão – função 63A, relé de fluxo de óleo do CDC – função 80) devem atuar sobre o relé de bloqueio (função 86) e sobre o relé auxiliar de alta velocidade (função 94) que por sua vez enviam comando de abertura e promove o bloqueio dos disjuntores de alta e média tensão através da função de transferência (43).

Nesta filosofia para as SED de Pequeno e Grande Porte, o relé de bloqueio (função 86), quando recebe sinal de trip de uma proteção principal, exerce a função de comandar a abertura dos disjuntores associados e ao mesmo tempo bloquear o fechamento destes disjuntores. O relé de bloqueio deve ser do tipo biestável com recurso para reset local e remoto. Vale salientar que o procedimento normal de operação é o reset local. Este critério obriga o Centro de Controle do Sistema (CCS) enviar um operador à subestação para verificar o estado do transformador. Somente após a verificação local, o transformador deve ser energizado novamente, caso este se encontre apto para funcionamento conforme POP-026.

O relé auxiliar de alta velocidade (função 94), ligado em paralelo com o relé de bloqueio, tem a função apenas de comandar a abertura dos disjuntores associados.

As proteções térmicas do transformador são exercidas por uma unidade microprocessada denominada monitor de temperatura. O monitor de temperatura contempla o relé de temperatura do enrolamento (função 49) e o relé temperatura do óleo (função 26). Este monitor deve conter, no mínimo, os seguintes contatos para cada função:

– a função de temperatura do óleo deve estar associada a, no mínimo, duas saídas digitais configuradas em função da classe térmica do transformador conforme Tabela 24:

Tabela 24: Estágios de Alarme em função da temperatura

Classe Térmica do Transformador	Temperatura	Alarme 1º Estágio	Alarme 2º Estágio
55ºC	Topo do Óleo	85ºC	95ºC
	Enrolamento	95ºC	105ºC
55/65ºC	Topo do Óleo	85ºC	95ºC
	Enrolamento	105ºC	115ºC
60/65ºC	Topo do Óleo	90ºC	100ºC
	Enrolamento	105ºC	115ºC
65ºC	Topo do Óleo	95ºC	105ºC
	Enrolamento	105ºC	115ºC

– a função de temperatura do enrolamento deve estar associada a três saídas digitais configuradas da seguinte forma: uma saída digital deve comandar a entrada em funcionamento do banco de ventiladores, o 1º Estágio de Ventilação deve entrar em operação quando a temperatura do enrolamento atingir 60ºC e 2º Estágio de ventilação quando a temperatura do enrolamento atingir 70°C e as demais saídas digitais devem gerar alarmes, ficando a responsabilidade de comandar a abertura dos disjuntores por conta da área de operação. Estas saídas digitais devem estar configuradas em função da classe térmica do transformador conforme Tabela 24.

O relé de indicação de nível do óleo (função 71) deve apenas gerar alarme para nível alto de óleo (1º Estágio) e para o nível baixo de óleo (2º Estágio).

13.2.3.2 Filosofia de Proteção do Vão de Transformação da SED de Pequeno Porte

a) Considerações Gerais

Na SED de Pequeno Porte o sistema de proteção do vão de transformação deve contemplar um relé com as funções diferencial e sobrecorrente multifunção protegendo a zona entre os TCs de bucha de AT e MT do transformador de potência.

O relé diferencial recebe sinal de corrente dos TCs instalados nas buchas de AT e MT (fase e neutro) do transformador de potência, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Pequeno Porte, em anexo.

b) Critérios de Habilitação e Atuação das Funções de Proteção do Relé Diferencial

No relé diferencial multifunção devem ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes funções: diferencial (87), funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase e instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro associadas à alta tensão; funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, instantânea de neutro (50N) e função de sobrecorrente de terra (51G), associadas à média tensão. Outras funções podem ser habilitadas neste relé se a área de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

As funções de sobrecorrente devem atuar diretamente sobre os disjuntores principal e/ou de transferência da alta tensão através da função de transferência da proteção (função 43) e sobre o

disjuntor geral de média tensão, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Pequeno Porte, em anexo.

O relé diferencial (função 87) deve atuar de forma simultânea sobre o disjuntor de média tensão e sobre os disjuntores principal e/ou de transferência de alta tensão através da função de transferência da proteção (função 43). Além disso, a função 87 deve atuar sobre o relé de bloqueio (função 86) e sobre o relé auxiliar de alta velocidade (função 94) que por sua vez enviam comando redundante de abertura e promove o bloqueio dos disjuntores de alta e média tensão através da função de transferência (43).

13.2.3.3 Filosofia de Proteção do Vão de Transformação da SED de Grande Porte

a) Considerações Gerais

Na SED de Grande Porte o sistema de proteção do vão de transformação deve contemplar um relé com as funções diferencial e sobrecorrente multifunção protegendo a zona entre os TCs de bucha de AT e MT do transformador de potência.

O relé diferencial recebe sinal de corrente dos TCs instalados nas buchas de AT e MT (fase e neutro) do transformador de potência, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Grande Porte, em anexo.

b) Critérios de Habilitação e Atuação das Funções de Proteção do Relé Diferencial

No relé diferencial multifunção devem ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes funções: diferencial (87), funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase e instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro associadas à alta tensão; funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, instantânea de neutro (50N) e função de sobrecorrente de terra (51G), associadas à média tensão. Outras funções podem ser habilitadas neste relé se a área de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

As funções de sobrecorrente devem atuar diretamente sobre os disjuntores principal e/ou de transferência da alta tensão através da função de transferência da proteção (função 43) e sobre o disjuntor geral de média tensão, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Grande Porte, em anexo.

O relé diferencial (função 87) deve atuar de forma simultânea sobre o disjuntor de média tensão e sobre os disjuntores principal e/ou de transferência de alta tensão através da função de transferência da proteção (função 43). Além disso, a função 87 deve atuar sobre o relé de bloqueio (função 86) e sobre o relé auxiliar de alta velocidade (função 94) que por sua vez enviam comando redundante de abertura e promove o bloqueio dos disjuntores de alta e média tensão através da função de transferência (43).

c) Critérios de Habilitação e Atuação das Funções do Relé de Sobrecorrente da Alta Tensão

No relé de sobrecorrente multifunção instalado do lado de alta tensão do Transformador de Potência devem ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes funções: sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, funções instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro e a função de falha do disjuntor (62BF). Outras funções podem ser habilitadas neste relé se a área de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

As funções de proteção deste relé devem atuar diretamente sobre os disjuntores principal e/ou de transferência da alta tensão através da função de transferência de proteção (função 43), conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Grande Porte, em anexo.

NOTA: O relé de sobrecorrente da alta tensão pode ser instalado na subestação de pequeno porte nos casos em que exista mais de um transformador de potência.

13.2.4 Filosofia de Proteção de Subfrequência e Sobrefrequência

Caso o estudo da proteção e operação julgue necessário, um relé de freqüência deve ser instalado para atendimento do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC.

13.2.5 Filosofia de Proteção da Barra de 15 kV das SED de Pequeno e Grande Porte

13.2.5.1 Considerações Gerais

Na SED de Pequeno e Grande Porte, a média tensão está dividida em duas zonas de proteção, protegidas por relés distintos. A primeira zona que abrange o trecho entre as buchas de baixa tensão do transformador até o disjuntor geral, englobando a barra de transferência, está protegida através das funções de sobrecorrente (50/51, 50/51N e 51G) do relé diferencial. A segunda zona, que protege apenas a barra principal de 15 kV, está protegida através de um relé de sobrecorrente que recebe sinal de corrente dos TCs instalados na entrada da barra de média tensão e sinal de tensão dos TPs instalados na barra de média tensão.

13.2.5.2 Critérios de Habilitação e Atuação das Funções do Relé de Sobrecorrente da Barra 15 kV

No relé de sobrecorrente multifunção que protege a segunda zona de proteção, responsável pela proteção da barra principal de média tensão devem ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes funções: sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, funções instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro e a função de falha do disjuntor (62BF). Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a área de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

O relé deve dispor de recursos para a implementação de um esquema de seletividade lógica para bloqueio das funções instantâneas associadas ao disjuntor geral de média tensão vinculada ao pickup dos relés dos religadores. Este esquema é implementado através de mensagens GOOSE entre os relés citados anteriormente.

As funções de proteção deste relé devem atuar diretamente sobre o disjuntor geral de média tensão, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Pequeno e Grande Porte, em anexo.

NOTA: O disjuntor de transferência da barra de 15 kV deve possuir as mesmas funções de proteção dos religadores.

13.2.6 Filosofia de Proteção de Alimentador das SED de Pequeno e Grande Porte

13.2.6.1 Considerações Gerais

O sistema de proteção adotado nas saídas dos alimentadores de distribuição das SED de Pequeno e Grande Porte deve contemplar um relé de sobrecorrente multifunção, recebendo sinal de corrente dos TCs tipo bucha instalados nas buchas do religador e sinal de tensão dos TPs instalados na barra de média tensão, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição das SED de Pequeno e Grande Porte, em anexo.

O relé de saída de alimentadores deve conter, no mínimo, as seguintes funções de proteção: funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, funções instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro, funções de neutro sensível (50/51NS), função de sobrecorrente de seqüência negativa (I_2), função de condutor partido (I_2/I_1), função direcional de fase (67), função direcional de neutro (67N), função de subtensão (27), função de religamento (79) e a função falha do disjuntor (62BF). Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a área de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

13.2.6.2 Critérios de Habilitação e Atuação das Funções de Proteção

O relé de sobrecorrente multifunção da saída de alimentador deve enviar comando de abertura diretamente para o religador.

O relé deve dispor de recursos para a implementação de um esquema de seletividade lógica para bloqueio das funções instantâneas associadas ao disjuntor geral de média tensão vinculada ao pickup dos relés dos religadores. Este esquema é implementado através de mensagens GOOSE entre os relés citados anteriormente.

A seletividade lógica deve estar associada a função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50) e instantânea e temporizada de neutro (50N). Estas funções devem enviar um sinal para o relé de retaguarda, através do esquema de seletividade lógica inibindo a atuação das funções de sobrecorrente instantânea de fase (50) e de neutro (50N) do relé de retaguarda, sempre que a função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50) ou instantânea e temporizada de neutro (50N) do relé de alimentador iniciarem sua atuação.

A função falha de disjuntor (62BF), existente neste relé, deve enviar sinal de *trip* para o(s) disjuntor(es) geral de barra de média e/ou para o disjuntor de transferência conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Pequeno e Grande Porte, em anexo.

13.2.7 Filosofia de Proteção de Banco de Capacitores das SEDs de Pequeno e Grande Porte

13.2.7.1 Considerações Gerais

O sistema de proteção adotado nos bancos de capacitores das SED de Pequeno e Grande Porte deve contemplar um relé de sobrecorrente multifunção, recebendo sinal do TC de desequilíbrio do banco e dos TCs associado ao disjuntor e sinal de tensão dos TPs instalados na barra de média tensão, conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição das SED de Pequeno e Grande Porte, em anexo.

O relé de banco de capacitores deve conter, no mínimo, as seguintes funções de proteção: função de desequilíbrio (61), funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, funções instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro, função de bloqueio (86), função de subtensão (27) e a função falha do disjuntor (62BF). Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a área de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

A função 61 recebe sinal do TC de desequilíbrio do banco de capacitores e envia comando de abertura e bloqueio (86) para o disjuntor. As funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, funções instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro, recebem sinal do transformador de corrente associado ao disjuntor do banco e também envia comando de abertura e bloqueio (86) para este disjuntor. A função 27 envia comando de abertura para o disjuntor do banco somente quando o barramento for desenergizado.

13.2.7.2 Critérios de Habilitação e Atuação das Funções de Proteção

O relé de sobrecorrente multifunção do banco de capacitor deve enviar comando de abertura diretamente para o disjuntor do banco.

A função falha de disjuntor (62BF), existente neste relé, deve enviar sinal de *trip* para o(s) disjuntor(es) geral de barra de média e/ou para o disjuntor de transferência conforme ilustrado no diagrama unifilar de proteção e medição da SED de Pequeno e Grande Porte, em anexo.

A função de desequilíbrio de corrente (61) recebe sinal do TC de desequilíbrio e envia sinal de *trip* para o disjuntor do banco de capacitor.

As funções de sobrecorrente de fase, instantâneo e temporizado (50/51); função de sobrecorrente de neutro, instantâneo e temporizado (50/51N); função de sobrecorrente de neutro sensível (50/51NS); função de sobrecorrente de seqüência negativa (46), recebem sinal do transformador de corrente externo do disjuntor do banco de capacitor e envia o sinal de *trip* para o mesmo.

13.2.8 Proteção de Corrente alternada CA e de corrente contínua CC dos relés

13.2.8.1 Considerações Gerais

Os relés devem ter proteção individual no circuito de alimentação de corrente contínua CC e nos circuitos de alimentação de corrente alternada CA.

13.2.8.2 Proteção de Corrente alternada CA

Os circuitos CA oriundos dos secundários dos TPs devem ter as seguintes proteções:

a) Proteção Geral: todos os transformadores de potencial TPs devem ter disjuntores termomagnéticos bipolares 10A, com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema digital, na caixa de ligação ou junção;

b) Proteção Individual: todos os relés devem ter no circuito CA proteção individual através de disjuntores termomagnéticos bipolares de 2A, com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema digital.

13.2.8.3 Proteção de Corrente Contínua CC

Todos os relés devem ter no circuito CC proteção individual através de disjuntores termomagnéticos bipolares de 10A, com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema digital.

14 MEDIÇÃO

14.1 Geral

O SDA adquire as medidas através das IEDs.

As IEDs devem possuir um módulo de entradas analógicas para adquirir medidas por fase, processá-las, apresentá-las no mímico da IED e enviá-las para os níveis superiores.

O módulo de aquisição analógica deve possuir um sistema de auto-teste que permita verificar o correto funcionamento em cada ciclo de medida, para que não haja a possibilidade de aquisição de medidas incorretas.

Uma falha de um módulo de aquisição analógica não deve provocar uma falha geral nos demais módulos de aquisição do sistema.

14.2 Oscilografia

A oscilografia residente nas Proteções pode ser obtida pela Área de Manutenção da Proteção e Automação das seguintes formas:

– a partir do nível 2, em forma remota e também em forma local;

– a partir de uma porta de comunicação do relé.

14.3 Medição de Serviços Auxiliares (CA e CC)

Deverá existir uma unidade de medição dos Serviços Auxiliares da subestação. Esta unidade deve realizar as medições de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa, energia ativa e energia reativa. A unidade de medição deve possuir uma porta de comunicação para disponibilizar as medições para os níveis superiores.

O Fornecedor deve fornecer transdutores/medidores e todos os equipamentos anexos aos equipamentos de operação dos Serviços Auxiliares, com o fim de obter as medidas necessárias.

14.4 Medição de Temperatura dos Transformadores

As medidas das temperaturas dos transformadores são realizadas através de monitores de temperatura, que vêm originalmente com os transformadores. Cada monitor de temperatura possui

duas saídas analógicas de 4 a 20 mA, ou de ± 10 mA, sendo uma para a temperatura do óleo e a outra para temperatura do enrolamento. O SDA deve possuir meios para a aquisição dos dados dos monitores de temperatura.

14.5 Medição da Posição do Comutador de Derivação sob Carga (CDC)

A posição do CDC do transformador deve ser informada ao SDA por código BCD ou por saídas de 4mA a 20mA ou mediante integração do dispositivo regulador de tensão através de protocolo de comunicação.

A área de projeto da Coelce informará a modalidade exigida.

15 CONDIÇÕES GERAIS

15.1 Considerações Gerais

Na etapa de projeto e construção da SED devem ser considerados os seguintes critérios:

- as subestações com pátio de AT em instalação interior, devem utilizar equipamentos compactos com isolamento a ar) ou equipamentos convencionais instalados sob galpão de alvenaria. A decisão dependerá tanto das restrições de espaço como do custo dos equipamentos;
- as subestações devem estar adequadamente protegidas contra descargas atmosféricas;
- as subestações com equipamentos de MT em cubículos para uso interior, devem ser com cubículos de Média Tensão compartimentados isolados a ar;
- o edifício em que devem ser instalados cubículos de MT, equipamentos de proteção, medição e controle, equipamentos de comunicação e de serviços internos, devem ser projetados conforme item 8.4. Caso haja conveniência econômica e de prazo a edificação pode ser no possível, do tipo pré-fabricado, devido aos melhores prazos de construção;
- a disposição de uma subestação deve ser tal que um eventual incêndio de um transformador não afete a outros transformadores, equipamentos ou materiais submetidos ao risco de incêndio. Para isto se manterá uma distância de segurança adequada entre o transformador e esses elementos. A Tabela 25 indica os valores das distâncias mínimas de segurança entre os transformadores e equipamentos e a Tabela 26 indica os valores das distâncias mínimas de segurança entre Transformadores e edificações resistentes ao fogo por 2 horas.

Tabela 25: Distâncias mínimas de segurança entre transformadores e equipamentos

Volume de líquido isolante – Óleo Mineral (L)	Distância de segurança (m)
< 2000	1,5
≥ 2000 e ≤ 20000	7,6
> 20000	15,2

Tabela 26: Distâncias mínimas de segurança entre transformadores e edificações resistentes ao fogo por 2 horas

Volume de líquido isolante – Óleo Mineral (L)	Distância de segurança (m)
< 2000	1,5
≥ 2000 e ≤ 20000	4,6
> 20000	7,6

As obras *Turn Key* devem seguir as normas, padrões e procedimentos constantes no item 2. Quando for contemplada a compra de equipamentos e materiais por terceiro, estes devem ser adquiridos conforme as Especificações Técnicas dos equipamentos e o Padrão de Material da Coelce.

15.2 Parede Corta Fogo

Caso não seja possível garantir as distâncias de segurança recomendadas na NBR 13231 e constantes nas Tabelas 25 e 26, deve ser utilizada parede corta fogo conforme a seguir:

a) parede corta fogo entre transformadores e equipamentos conforme Desenho 011.05;

b) parede corta fogo entre os transformadores e as edificações conforme Desenho 011.06.

16 TIPOS DE SUBESTAÇÕES AT/MT DA COELCE

16.1 Conexão das Subestações com a Linha de AT Existente

As linhas de distribuição de AT existentes no sistema elétrico da Coelce devem ser conforme Padrões de Linhas, PE-044 a PE-048 ou conforme PE-049.

Para garantir a continuidade de fornecimento, deve-se, preferencialmente, adotar o critério de dupla alimentação em Alta Tensão quando a subestação for localizada em Fortaleza ou na região metropolitana.

Esta dupla alimentação pode ser:

– mediante duplo circuito desde uma subestação que opera como fonte para a nova subestação;

– mediante dois circuitos simples provenientes de diferentes subestações;

– mediante uma derivação (tap) desde uma linha de duplo circuito;

– mediante outras formas, de uso menos freqüente.

16.2 Pátios de Alta Tensão

Os pátios de Alta Tensão das subestações devem ser, preferencialmente, construídos com equipamentos de tipo exterior (pátio aberto), com exceção das subestações localizadas em área de alto índice de poluição salina (pátio abrigado).

Os esquemas elétricos de AT utilizados pela Coelce são caracterizados como se indica a seguir:

a) SED Pequeno Porte: nas subestações de pequeno porte deve ser utilizado barramento simples, somente com barra principal;

b) SED Grande Porte: nas subestações de grande porte deve ser utilizado barra principal e transferência. Em casos específicos, quando houver migração da SED PP para SED GP, pode ser mantida a barra simples.

16.3 Pátios de Média Tensão

Nos projetos dos pátios de media tensão das subestações da Coelce devem ser utilizados tanto equipamentos:

a) tipo exterior (pátio aberto), com esquema de barra principal e barra de transferência;

b) tipo interior: com Cubículos de Média Tensão com esquema de barra simples.

16.4 Diagramas Unifilares Típicos

De acordo com os unifilares apresentados em anexo, os projetos padronizados das subestações AT/MT podem se resumir na seguinte Tabela 27:

Tabela 27: Subestações AT/MT

Tipo Subestação	Tipo de Instalação	Nível Tensão (kV)	Potência Final (MVA)	Equipamentos AT	Equipamentos MT
SED Pequeno Porte	Aérea ao Tempo	72,5/15	15	Aéreo Exterior	Aéreo Exterior
SED Pequeno Porte	Aérea sob galpão	72,5/15	15	Aéreo Interior	Cubículo de MT
SED Grande Porte	Aérea ao Tempo	72,5/15	3 x 33,3	Aéreo Exterior	Aérea Exterior ou Cubículo de MT

17 PROJETO

17.1 Geral

17.1.1 Elaboração do Projeto

O projeto deve ser elaborado com a inteira responsabilidade do projetista, considerando os aspectos elétricos e dimensionamentos contidos neste critério e nos padrões: PS-051 e PS-052.

As simbologias que devem ser adotadas nos diagramas unifilares e nas plantas de iluminação estão apresentadas nos Desenhos 011.07.

Devem ser utilizados preferencialmente os materiais padronizados no Padrão de Material – PM-01, Padrão de Subestação PS-051, PS-052 e Especificações Técnicas (Locais e Corporativas) em vigor na Coelce.

Quando for necessário a utilização de material não padronizado, este deve ser submetido a apreciação da Área de Normas de Distribuição.

17.1.2 Identificação do Engenheiro Responsável

Deve ser apresentada a identificação (nome, CPF, CREA), telefone e endereço do responsável técnico.

17.1.3 Memorial Descritivo

O Memorial Descritivo deve ser composto de:

a) identificação do projetista;

b) objetivo da instalação;

c) localização;

d) critérios técnicos do projeto;

e) relação dos equipamentos contendo as características técnicas principais;

f) relação de materiais e serviços.

17.1.4 Anotação de Responsabilidade Técnica

Deve ser apresentada uma via da Anotação de Responsabilidade Técnica – ART.

17.2 Apresentação dos Projetos

Os projetos devem ser apresentados conforme a seguir:

– projeto civil e eletromecânico devem ser apresentados em 5 vias;

– projeto elétrico deve ser apresentado em 5 vias.

17.3 Documentação dos Projetos

17.3.1 Projeto Civil e Eletromecânico

Os projetos civil e eletromecânico devem conter a seguinte documentação:

- plantas, cortes e detalhes:
  - situação;
  - levantamento planialtimétrico;
  - terraplenagem (planta, cortes e detalhes);
  - planta de locação (pátios e acessos);
  - planta de locação (bases, caixas e canaletas);
  - planta de locação (postes);
  - arranjo físico geral;
  - malha de terra;
  - planta de eletrodutos;
  - iluminação e tomadas;
  - planta de locação de extintores;
  - drenagem de água pluviais (planta, cortes e detalhes);
  - drenagem de óleo;
  - instalação hidrossanitária;
  - casa de comando (planta, cortes e detalhes);
  - estrutura barramento 72,5kV;
  - estrutura barramento 15kV;
  - blindagem e aterramento barramento 72,5kV;
  - blindagem e aterramento barramento 15kV;
  - arranjo elétrico barramento 72,5kV;
  - arranjo elétrico barramento 15kV;
  - detalhes construtivos de obras civis, como bases dos equipamentos, canaletas, caixa de passagens etc..

17.3.2 Projeto Elétrico

O projeto elétrico deve conter a seguinte documentação:

- diagrama unifilar de proteção e medição;
- diagrama trifilar de proteção e medição;
- arquitetura do sistema;
- desenhos mecânicos dos painéis;
- lista de material;
- plaquetas de identificação;
- cablagem;
- diagrama funcional dos equipamentos;
- diagrama topográfico.

18 FISCALIZAÇÃO E COMISSIONAMENTO

A área responsável pela fiscalização da construção deve acompanhar todo o processo de construção segundo as prescrições do PEX-052.

O comissionamento da subestação deve ser feito conforme os Procedimentos de Execução: PEX-021 e PEX-022.

a) antes de ser energizada, a subestação deve ser cuidadosamente inspecionada a fim de se verificar a conformidade com o projeto, com as normas técnicas e o seu correto acabamento;
b) uma cópia dos PEX-021 e PEX-022 deve ser fornecida ao construtor para que o mesmo possa adotar as necessárias medidas corretivas;
c) verificar a adequada sinalização e pintura;
d) verificar o funcionamento mecânico dos equipamentos de transformação, manobra e proteção;
e) verificar o acabamento e conserto das bases, canaletas e edificações;
f) observar a limpeza de todos os locais utilizados durante a execução da obra, devendo todos os lugares ficarem limpos e livres de qualquer tipo de entulho, sobras de construção, galhos, gravetos, etc..

Deve ser elaborado ao final do comissionamento um relatório conforme prescrições dos PEX-021 e PEX-022.

19 ANEXOS

Desenho 011.01: Subestação de Pequeno Porte – Diagrama Unifilar;

Desenho 011.02: Subestação de Grande Porte – Diagrama Unifilar;

Desenho 011.03: Subestação de Grande Porte – Cubículo de MT;

Desenho 011.04: Parede Corta Fogo e Bacia de Contenção – Dimensional;

Desenho 011.05: Instalação de Transformadores de Potência – Distância entre Transformadores;

Desenho 011.06: Instalação de Transformadores de Potência – Distância para Edificações;

Desenho 011.07: Simbologias;

SED Pequeno Porte – Diagrama Unifilar de Proteção e Medição;

SED Grande Porte – Diagrama Unifilar de Proteção e Medição.

EL SL

72,5kV−10kA 72,5kV−10kA

1250A 1250A 2000A 31,5kA 1250A

1250A 1250A 2000A 31,5kA 1250A

1250A 1250A 2000A 31,5kA 1250A

1250A 1250A 2000A 31,5kA 1250A

$\frac{69000}{\sqrt{3}}$ - $\frac{115/115}{\sqrt{3}}$ - $\frac{115/115V}{\sqrt{3}}$

72,5kV−10kA 72,5kV−10kA

69kV 13,8kV 69kV 13,8kV

1,8MVAr

630A 16kA

12kV 10kA

630A

13.800/√3/115/√3V

630A

1250A 1250A 16kA 1250A 1250A 1250A 1250A 1250A 16kA 1250A 1250A 16kA 1250A 1250A

12kV 10kA

1250A 1250A

630A 560A 16kA 630A 630A

100A 75kVA 13,8kV−380/220

Q.S.A.

12kV−10kA 12kV−10kA 12kV−10kA 12kV−10kA 12kV−10kA

AL−1 AL−2 AL−3 AL−4 AL−5

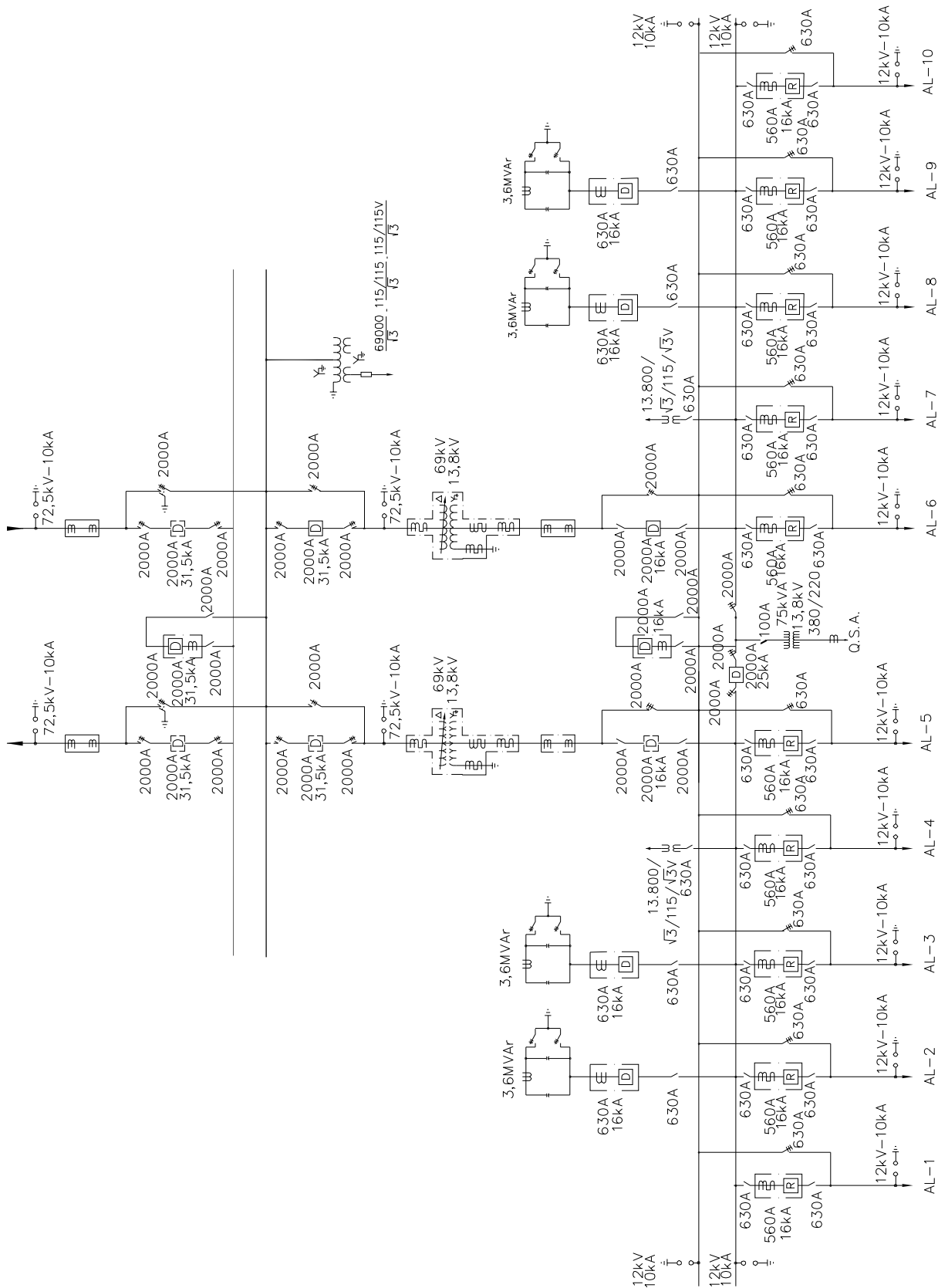
NOTAS: 1 − A LINHA TRACEJADA INDICA CONSTRUÇÃO FUTURA QUANDO DA INSTALAÇÃO DE UM SEGUNDO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA;

2 − O DISJUNTOR DE ENTRADA/SAÍDA DE LINHA DEVE SER INSTALADO QUANDO DA EXISTÊNCIA DE MAIS DE UMA ENTRADA/SAÍDA DE LINHA;

3 − ESTE DIAGRAMA UNIFILAR REPRESENTA A CONFIGURAÇÃO FINAL DA SUBESTAÇÃO DE PEQUENO PORTE.

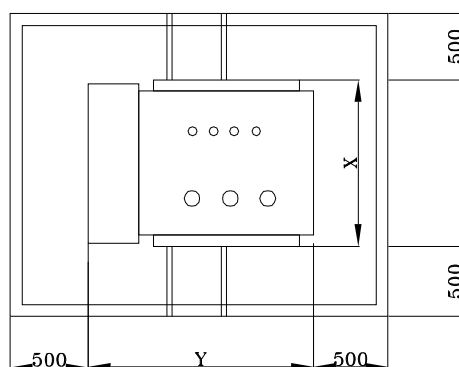
SUBESTAÇÃO DE PEQUENO PORTE
DIAGRAMA UNIFILAR

Editado				Verificado			
JORGE SANTOS	17	07	13	RAQUEL GONDIM	17	07	13
Substitui Des. N°				De Acordo			
				ROBERTO GENTIL	17	07	13

Código /	Revisão
CP−011	R−01
Escala /	Página
S/E	48/57
Desenho N°	
011.01	
Folha	1/1

NOTAS: 1 – ESTE DIAGRAMA UNIFILAR REPRESENTA A CONFIGURAÇÃO FINAL DA SUBESTAÇÃO DE GRANDE PORTE ABRIGADA (CUBÍCULO DE MT).

SUBESTAÇÃO DE GRANDE PORTE CUBÍCULO DE MT								Código / Revisão CP–011 R–01
Editado				Verificado				Escala / Página S/E 50/57
JORGE SANTOS	17	07	13	RAQUEL GONDIM	17	07	13	Desenho Nº 011.03
Substitui Des. Nº				De Acordo ROBERTO GENTIL	17	07	13	Folha 1/1

ALTURA MÍNIMA DA PAREDE CORTA FOGO

LARGURA MÍNIMA DA PAREDE CORTA FOGO

LARGURA E COMPRIMENTO MÍNIMO DA BACIA DE CONTENÇÃO

NOTAS:
1 – A ALTURA DA PAREDE CORTA FOGO DEVE SER SUPERIOR EM 400mm A ALTURA DO TOPO DO TANQUE CONSERVADOR DE ÓLEO DO TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DE MAIOR ALTURA;
2 – A LARGURA DA PAREDE CORTA FOGO DEVE SUPERIOR EM 200mm A LARGURA DA BACIA DE CONTENÇÃO DE MAIOR LARGURA;
3 – AS DIMENSÕES DA BACIA DE CONTENÇÃO DEVEM ULTRAPASSAR EM 600mm A PROJEÇÃO DO TRANSFORMADOR;
4 – DIMENSÕES EM MILÍMETROS, EXCETO ONDE ESPECIFICADO.

PAREDE CORTA FOGO E BACIA DE CONTENÇÃO DIMENSIONAL				Código / Revisão: CP-011 R-01
Editado: JORGE SANTOS	17	07	13	Escala / Página: S/E 51/57
Verificado: RAQUEL GONDIM	17	07	13	Desenho Nº: 011.04
Substitui Des. Nº				
De Acordo: ROBERTO GENTIL	17	07	13	Folha: 1/1

INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES SEM PAREDE CORTA FOGO

INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES COM PAREDE CORTA FOGO

NOTAS:
1 – CASO A DISTÂNCIA ENTRE OS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SEJA IGUAL OU SUPERIOR A 7600mm, NÃO HÁ NECESSIDADE DA INSTALAÇÃO DE PAREDE CORTA FOGO;
2 – CASO A DISTÂNCIA ENTRE OS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SEJA INFERIOR A 7600mm, DEVE SER INSTALADA PAREDE CORTA FOGO;
3 – A DISTÂNCIA ENTRE O TRANSFORMADOR E A PAREDE CORTA FOGO DEVE SER DE NO MÍNIMO 500mm;
4 – DIMENSÕES EM MILÍMETROS, EXCETO ONDE INDICADO.

INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA DISTÂNCIAS ENTRE TRANSFORMADORES		Código / Revisão CP-011 R-01 Escala / Página S/E 52/57
Editado JORGE SANTOS 17 07 13	Verificado RAQUEL GONDIM 17 07 13	Desenho N° 011.05
Substitui Des. N°	De Acordo ROBERTO GENTIL 17 07 13	Folha 1/1

INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES SEM PAREDE CORTA FOGO

INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADORES COM PAREDE CORTA FOGO

NOTAS:
1 – CASO A DISTÂNCIA ENTRE OS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E A EDIFICAÇÃO CONSTRUÍDA COM PAREDE RESISTENTE AO FOGO POR DUAS HORAS SEJA IGUAL OU SUPERIOR A 4600mm, NÃO HÁ NECESSIDADE DA INSTALAÇÃO DE PAREDE CORTA FOGO;
2 – CASO A DISTÂNCIA ENTRE OS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA E A EDIFICAÇÃO CONSTRUÍDA COM PAREDE RESISTENTE AO FOGO POR DUAS HORAS SEJA INFERIOR A 4600mm, DEVE SER INSTALADA PAREDE CORTA FOGO;
3 – CASO A EDIFICAÇÃO NÃO SEJA CONSTRUÍDA COM PAREDE RESISTENTE AO FOGO POR DUAS HORAS, A DISTÂNCIA 'D' À CONSIDERAR DEVE SER DE 7600mm;
4 – DIMENSÕES EM MILÍMETROS.

INSTALAÇÃO DE TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA DISTÂNCIA PARA EDIFICAÇÕES		Código / Revisão CP-011 R-01 Escala / Página S/E 53/57
Editado JORGE SANTOS 17 07 13	Verificado RAQUEL GONDIM 17 07 13	Desenho Nº 011.06
Substitui Des. Nº	De Acordo ROBERTO GENTIL 17 07 13	Folha 1/1

LEGENDA:

CONJUNTO TRIPOLAR DE SECIONADORES COM CHIFRES E ATERRAMENTO COM BLOQUEIO MECÂNICO

CONJUNTO TRIPOLAR DE SECIONADORES DE COMANDO SIMULTÂNEO MANUAL

SECIONADOR CORTA CIRCUITO FUSÍVEL

SECIONADOR DE COMANDO INDIVIDUAL

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DOIS ENROLAMENTOS

TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES

TRANSFORMADOR DE CORRENTE COM UM ENROLAMENTO

TRANSFORMADOR DE CORRENTE COM DOIS ENROLAMENTOS

TRANSFORMADOR DE CORRENTE TIPO BUCHA

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 69kV

CHAVE TETRAPOLAR PARA ATERRAMENTO DE BANCO DE CAPACITORES

BANCO DE CAPACITORES EM SHUNT

FUSÍVEL

PÁRA-RAIOS ESTAÇÃO/DISTRIBUIÇÃO

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 15kV

DISJUNTOR

RELIGADOR

DISJUNTOR EXTRAÍVEL

RELIGADOR EXTRAÍVEL

LUMINÁRIA COM LÂMPADA A VAPOR DE SÓDIO HÍBRIDA, 240V 150W

LUMINÁRIA DE EMERGÊNCIA COM LÂMPADA INCANDESCENTE, 100W 125Vcc

PONTO DE CONEXÃO TRIFÁSICO 380V, 70A E CAIXA BLINDADA

TOMADA A PROVA DE TEMPO TRIFÁSICA

TOMADA A PROVA DE TEMPO MONOFÁSICA

CONDUTOR FASE

CONDUTOR NEUTRO

CONDUTOR RETORNO

CONDUTOR POSITIVO

CONDUTOR NEGATIVO

ELETRODUTO PLÁSTICO

SIMBOLOGIAS

Editado				Verificado			
JORGE SANTOS	17	07	13	RAQUEL GONDIM	17	07	13
Substitui Des. N°				De Acordo			
				ROBERTO GENTIL	17	07	13

Código / Revisão	
CP-011	R-01
Escala / Página	
S/E	54/57
Desenho N°	011.07
Folha	1/2

LEGENDA:

Código	Descrição
21	PROTEÇÃO DISTÂNCIA DE FASE
26	TEMPERATURA DO ÓLEO
27	SUBTENSÃO
30	ANUNCIADOR
43	CHAVE DE TRANSFERÊNCIA
49	TEMPERATURA DO ENROLAMENTO
50	SOBRECORRENTE DE FASE INSTANTÂNEO
62BF	FALHA DO DISJUNTOR
50N	SOBRECORRENTE DE NEUTRO INSTANTÂNEO
50NS	SOBRECORRENTE DE NEUTRO INST. SENSIVEL
51	SOBRECORRENTE DE FASE TEMPORIZADO
51G	SOBRECORRENTE DE TERRA TEMPORIZADO
51N	SOBRECORRENTE DE NEUTRO TEMPORIZADO
51NS	SOBRECORRENTE DE NEUTRO SENSÍVEL
59	SOBRETENSÃO
61	RELÉ DE DESEQUILIBRIO DE CORRENTE
63	GÁS
63A	VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO
63C	RELÉ DE PRESSÃO DO COMUTADOR
67	DIRECIONAL DE FASE
67N	DIRECIONAL DE NEUTRO
71	NÍVEL DO ÓLEO
79	RELIGAMENTO
80	RELÉ DE FLUXO DE ÓLEO DO COMUTADOR
86	RELÉ DE BLOQUEIO
87	DIFERENCIAL
87L	DIFERENCIAL DE LINHA
90	REGULAÇÃO DE TENSÃO
94	RELÉ DE TRIP
I2	SEQUÊNCIA NEGATIVA
I2/I1	CONDUTOR PARTIDO
N	NORMAL
T	TRANSFERIDO
RM	RUPTURA DE MEMBRANA

SIMBOLOGIAS
FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Editado				Verificado			
JORGE SANTOS	17	07	13	RAQUEL GONDIM	17	07	13
Substitui Des. N°				De Acordo			
				ROBERTO GENTIL	17	07	13

Código / Revisão: CP-011 R-01
Escala / Página: S/E 55/57
Desenho N°: 011.07
Folha 2/2

Ⓐ – LÓGICA PARA 62BF DISJUNTOR TRANSFERÊNCIA 11D1
1 – 11D1 SUBSTITUINDO RELIGADOR, 62BF ATUARÁ 11T1/11B1 ou 11T2/11B1
2 – 11D1 SUBSTITUINDO 11T1 ou 11T2, 62BF NÃO ATUARÁ
NOTA: 1 – AS LEGENDAS DESTE DIAGRAMA CONSTAM NO DESENHO 011.07;
2 – CASO SEJA DETECTADA NECESSIDADE DA OPERAÇÃO, A LÓGICA DE ATUAÇÃO DO 62BF PODERÁ SER MODIFICADA.
REVISÕES:
IMPRESSÃO NÃO CONTROLADA
REVISÕES DE OBRA
VER
DESCRIÇÃO DA VERSÃO DO PROJETO
DATA
PROJETO
1
CONSTRUÇÃO DA SUBESTAÇÃO
17/07/2013
RAQUEL
FORNECEDOR:
DESENHO:
PROJETO:
DATA:
VERSÃO:
Nº DO DESENHO:
PÁG.:
57/57
coelce
Diretoria Técnica
Área de Planejamento e Engenharia da Rede
Área de Normas de Distribuição
SUBESTAÇÃO:
SED GRANDE PORTE
TÍTULO:
DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTEÇÃO E MEDIÇÃO
VERSÃO: 01
REVISÃO: 00
ESCALA: S/E
FOLHA: 01